

Canada Gazette



Gazette du Canada

Part I

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, DECEMBER 8, 2007

OTTAWA, LE SAMEDI 8 DÉCEMBRE 2007

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 Parts II and III below — Published every Saturday
- Part II Statutory Instruments (Regulations) and other classes of statutory instruments and documents — Published January 10, 2007, 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://canadagazette.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 Parts I, II and 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 des Parties II et III — Publiée le samedi
- Partie II Textes réglementaires (Règlements) et autres catégories de textes réglementaires et de documents — Publiée le 10 janvier 2007 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://gazetteducanada.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 des Parties I, II et III est officiel depuis le 1^{er} avril 2003 et est publié en même temps que la copie imprimée.

<i>Canada Gazette</i>	<i>Part I</i>	<i>Part II</i>	<i>Part III</i>
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

<i>Gazette du Canada</i>	<i>Partie I</i>	<i>Partie II</i>	<i>Partie III</i>
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, 5^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-996-2495 (téléphone), 613-991-3540 (télécopieur).

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

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

TABLE OF CONTENTS

Vol. 141, No. 49 — December 8, 2007

Government notices	3380
Appointments	3384
Notice of vacancies	3390
Parliament	
House of Commons	3399
Commissions	3400
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	3405
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Index	3413
Supplements	
Department of the Environment	

TABLE DES MATIÈRES

Vol. 141, n° 49 — Le 8 décembre 2007

Avis du Gouvernement	3380
Nominations	3384
Avis de postes vacants	3390
Parlement	
Chambre des communes	3399
Commissions	3400
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	3405
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Index	3414
Suppléments	
Ministère de l'Environnement	

GOVERNMENT NOTICES**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT**

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to the provisions of Part 7, Division 3, of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, the conditions of Permit No. 4543-2-03417 are amended as follows:

9. *Total Quantity to Be Disposed of*: Not to exceed 96 000 m³.

M. D. NASSICHUK
*Environmental Stewardship
Pacific and Yukon Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[49-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to the provisions of Part 7, Division 3, of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Permit No. 4543-2-03442 is approved.

1. *Permittee*: BelPacific Excavating and Shoring Ltd. Partnership, Burnaby, British Columbia.
2. *Type of Permit*: To load waste or other matter for the purpose of disposal at sea and to dispose of waste or other matter at sea.
3. *Term of Permit*: Permit is valid from January 8, 2008, to January 7, 2009.
4. *Loading Site(s)*: Various approved sites in Greater Vancouver, British Columbia, at approximately 49°16.35' N, 123°06.70' W.
5. *Disposal Site(s)*: Point Grey Disposal Site, within a one nautical mile radius and with a centre point of 49°15.40' N, 123°22.10' W.
6. *Route to Disposal Site(s)*: Direct.
7. *Method of Loading*: Conveyor belts or trucks.
8. *Method of Disposal*: Bottom dump scow or end dumping.
9. *Waste and Other Matter to Be Disposed of*: Inert, inorganic geological matter.
10. *Total Quantity to Be Disposed of*: Not to exceed 200 000 m³.
11. *Requirements and Restrictions*:

11.1. The Permittee must obtain a letter of approval from the permit-issuing office for each loading and disposal activity prior to undertaking the work.

11.2. The Permittee must ensure that all contractors involved in the loading or disposal for which the permit is issued are made aware of the conditions identified in the permit and of the possible consequences of any violation of these conditions.

11.3. The Permittee must ensure that copies of the permit, of the letter of transmittal and of the letter of approval are displayed

AVIS DU GOUVERNEMENT**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT**

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

Avis est par les présentes donné que, aux termes des dispositions de la partie 7, section 3, de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, les conditions du permis n° 4543-2-03417 sont modifiées comme suit :

9. *Quantité totale à immerger* : Maximum de 96 000 m³.

*L'intendance environnementale
Région du Pacifique et du Yukon*
M. D. NASSICHUK

Au nom du ministre de l'Environnement

[49-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné que le permis n° 4543-2-03442 est approuvé conformément aux dispositions de la partie 7, section 3, de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

1. *Titulaire* : BelPacific Excavating and Shoring Ltd. Partnership, Burnaby (Colombie-Britannique).
2. *Type de permis* : Permis de charger des déchets ou d'autres matières pour l'immersion en mer et d'immerger en mer des déchets ou d'autres matières.
3. *Durée du permis* : Le permis est valide du 8 janvier 2008 au 7 janvier 2009.
4. *Lieu(x) de chargement* : Divers lieux approuvés dans le Grand Vancouver (Colombie-Britannique), à environ 49°16,35' N., 123°06,70' O.
5. *Lieu(x) d'immersion* : Lieu d'immersion de la pointe Grey, dans la zone s'étendant jusqu'à un mille marin et ayant comme point central 49°15,40' N., 123°22,10' O.
6. *Parcours à suivre* : Direct.
7. *Mode de chargement* : Chargement à l'aide de tapis roulants ou de camions.
8. *Mode d'immersion* : Chalands à bascule ou à clapets.
9. *Déchets et autres matières à immerger* : Matières géologiques inertes et inorganiques.
10. *Quantité totale à immerger* : Maximum de 200 000 m³.
11. *Exigences et restrictions* :

11.1. Avant d'entreprendre les travaux, le titulaire doit obtenir une lettre d'approbation du bureau émetteur pour chaque activité de chargement ou d'immersion.

11.2. Le titulaire doit s'assurer que tous les entrepreneurs qui prennent part aux opérations de chargement et d'immersion pour lesquelles le permis a été accordé sont au courant des conditions mentionnées dans le permis ainsi que des conséquences possibles du non-respect de ces conditions.

11.3. Le titulaire doit s'assurer que des copies du permis, de la lettre d'envoi ainsi que de la lettre d'approbation se trouvent à

at each loading site, on all towing vessels, loading platforms and equipment involved in excavation and disposal at sea activities.

11.4. The Permittee must inform Environment Canada's Environmental Enforcement Division, Pacific and Yukon, by fax at 604-666-9059 or by email to Gerry Mitchell at gerry.mitchell@ec.gc.ca, prior to, and within 48 hours of, any loading or disposal.

11.5. The Permittee must submit to the Regional Director, Environmental Protection Operations Directorate, Pacific and Yukon Region, within 30 days of the expiry of the permit, a list of all activities completed pursuant to the permit, including the nature and quantity of matter disposed of from the loading site, the dates on which the activities occurred and the disposal site used.

M. D. NASSICHUK
Environmental Stewardship
Pacific and Yukon Region

On behalf of the Minister of the Environment

[49-1-o]

bord de tous les bateaux-remorques, de toutes les plates-formes ou de tout matériel servant aux opérations de dragage et d'immersion en mer.

11.4. Le titulaire doit informer la Division de l'application de la loi d'Environnement Canada, Région du Pacifique et du Yukon, par télécopieur au 604-666-9059, ou par courriel à Gerry Mitchell, à l'adresse gerry.mitchell@ec.gc.ca, au moins 48 heures avant de commencer les travaux de chargement ou d'immersion.

11.5. Le titulaire doit présenter au directeur régional, Direction des activités de protection de l'environnement, Région du Pacifique et du Yukon, dans les 30 jours suivant la date d'expiration du permis, une liste des travaux achevés conformément au permis indiquant la nature et la quantité de matières immergées à chaque lieu de chargement, les dates auxquelles les activités ont eu lieu, ainsi que le lieu d'immersion.

L'intendance environnementale
Région du Pacifique et du Yukon

M. D. NASSICHUK

Au nom du ministre de l'Environnement

[49-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to the provisions of Part 7, Division 3, of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Permit No. 4543-2-03445 is approved.

1. *Permittee*: Fraser River Pile and Dredge, Vancouver, British Columbia.

2. *Type of Permit*: To load waste or other matter for the purpose of disposal at sea and to dispose of waste or other matter at sea.

3. *Term of Permit*: Permit is valid from January 8, 2008, to January 7, 2009.

4. *Loading Site(s)*: CIPA Lumber, Delta, British Columbia, at approximately 49°15.40' N, 123°22.10' W.

5. *Disposal Site(s)*: Point Grey Disposal Site, within one nautical mile radius and centre point of 49°15.40' N, 123°21.90' W.

6. *Route to Disposal Site(s)*: Direct.

7. *Method of Loading*: Clamshell dredge, hopper dredge, cutter suction dredge and pipeline.

8. *Method of Disposal*: Hopper dredge, hopper barge or end dumping.

9. *Waste and Other Matter to Be Disposed of*: Dredged material and/or bulky substances.

10. *Total Quantity to Be Disposed of*: Not to exceed 12 000 m³.

11. *Requirements and Restrictions*:

11.1. The Permittee must ensure that every effort is made to prevent the deposition of log bundling strand into material approved for loading and disposal at sea and/or remove log bundling strand from material approved for loading and disposal at sea.

11.2. The Permittee must ensure that all contractors involved in the loading or disposal for which the permit is issued are made aware of the conditions identified in the permit and of the possible consequences of any violation of these conditions.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné que le permis n° 4543-2-03445 est approuvé conformément aux dispositions de la partie 7, section 3, de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

1. *Titulaire* : Fraser River Pile and Dredge, Vancouver (Colombie-Britannique).

2. *Type de permis* : Permis de charger des déchets ou d'autres matières pour l'immersion en mer et d'immerger en mer des déchets ou d'autres matières.

3. *Durée du permis* : Le permis est valide du 8 janvier 2008 au 7 janvier 2009.

4. *Lieu(x) de chargement* : CIPA Lumber, Delta (Colombie-Britannique), à environ 49°15,40' N., 123°22,10' O.

5. *Lieu(x) d'immersion* : Lieu d'immersion de la pointe Grey, dans la zone s'étendant jusqu'à un mille marin et ayant comme point central 49°15,40' N., 123°21,90' O.

6. *Parcours à suivre* : Direct.

7. *Mode de chargement* : Dragage à benne preneuse ou à demi-coquille, dragage suceuse-porteuse, dragage suceuse et canalisation.

8. *Mode d'immersion* : Dragage suceuse-porteuse, chalands à bascule ou à clapets.

9. *Déchets et autres matières à immerger* : Matières draguées et/ou substances volumineuses.

10. *Quantité totale à immerger* : Maximum de 12 000 m³.

11. *Exigences et restrictions* :

11.1. Le titulaire doit s'assurer que des efforts raisonnables ont été faits pour empêcher le dépôt des câbles de flottage du bois dans le matériel approuvé pour le chargement et l'immersion en mer et/ou enlever les câbles de flottage du bois du matériel approuvé pour le chargement et l'immersion en mer.

11.2. Le titulaire doit s'assurer que tous les entrepreneurs qui prennent part aux opérations de chargement et d'immersion pour lesquelles le permis a été accordé sont au courant des conditions mentionnées dans le permis ainsi que des conséquences possibles du non-respect de ces conditions.

11.3. The Permittee must ensure that a copy of the permit and of the letter of transmittal is carried on all towing vessels, loading platforms and equipment involved in disposal at sea activities.

11.4. The Permittee must inform Environment Canada's Environmental Enforcement Division, Pacific and Yukon, by fax at 604-666-9059 or by email to Gerry Mitchell at gerry.mitchell@ec.gc.ca, prior to, and within 48 hours of, any loading or disposal.

11.5. The Permittee must submit to the Regional Director, Environmental Protection Operations Directorate, Pacific and Yukon Region, within 30 days of the expiry of the permit, a list of all activities completed pursuant to the permit, including the nature and quantity of matter disposed of from the loading site, the dates on which the activities occurred and the disposal site used.

M. D. NASSICHUK
Environmental Stewardship
Pacific and Yukon Region

On behalf of the Minister of the Environment

[49-1-o]

11.3. Le titulaire doit s'assurer qu'une copie du permis et de la lettre d'envoi se trouve à bord de tous les bateaux-remorques, de toutes les plates-formes ou de tout matériel servant aux opérations d'immersion en mer.

11.4. Le titulaire doit informer la Division de l'application de la loi d'Environnement Canada, Région du Pacifique et du Yukon, par télécopieur au 604-666-9059, ou par courriel à Gerry Mitchell, à l'adresse gerry.mitchell@ec.gc.ca, au moins 48 heures avant de commencer les travaux de chargement ou d'immersion.

11.5. Le titulaire doit présenter au directeur régional, Direction des activités de protection de l'environnement, Région du Pacifique et du Yukon, dans les 30 jours suivant la date d'expiration du permis, une liste des travaux achevés conformément au permis indiquant la nature et la quantité de matières immergées à chaque lieu de chargement, les dates auxquelles les activités ont eu lieu, ainsi que le lieu d'immersion.

*L'intendance environnementale
Région du Pacifique et du Yukon*
M. D. NASSICHUK

Au nom du ministre de l'Environnement

[49-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Order 2007-87-09-02 Amending the Non-domestic Substances List

Whereas, pursuant to subsections 87(1) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^a, the Minister of the Environment has added the substances referred to in the annexed Order to the *Domestic Substances List*;

Therefore, the Minister of the Environment, pursuant to subsections 87(1) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^a, hereby makes the annexed *Order 2007-87-09-02 Amending the Non-domestic Substances List*.

Ottawa, November 23, 2007

JOHN BAIRD
Minister of the Environment

ORDER 2007-87-09-02 AMENDING THE NON-DOMESTIC SUBSTANCES LIST

AMENDMENTS

1. Part I of the *Non-domestic Substances List*¹ is amended by deleting the following:

68856-15-5 88497-57-8 442168-12-9

2. Part II of the List is amended by deleting the following:

17592-6 Methylenebis(alkylureylenebenzene)
Méthylènebis(alkylurérylènebenzène)

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Arrêté 2007-87-09-02 modifiant la Liste extérieure

Attendu que, conformément aux paragraphes 87(1) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^a, le ministre de l'Environnement a inscrit sur la *Liste intérieure* les substances visées par l'arrêté ci-après,

À ces causes, en vertu des paragraphes 87(1) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^a, le ministre de l'Environnement prend l'*Arrêté 2007-87-09-02 modifiant la Liste extérieure*, ci-après.

Ottawa, le 23 novembre 2007

Le ministre de l'Environnement
JOHN BAIRD

ARRÊTÉ 2007-87-09-02 MODIFIANT LA LISTE EXTÉRIEURE

MODIFICATIONS

1. La partie I de la *Liste extérieure*¹ est modifiée par radiation de ce qui suit :

68856-15-5 88497-57-8 442168-12-9

2. La partie II de la même liste est modifiée par radiation de ce qui suit :

17592-6 Methylenebis(alkylureylenebenzene)
Méthylènebis(alkylurérylènebenzène)

^a S.C. 1999, c. 33

¹ Supplément, *Canada Gazette*, Part I, January 31, 1998

^a L.C. 1999, ch. 33

¹ Supplément, *Gazette du Canada*, Partie I, 31 janvier 1998

COMING INTO FORCE

3. This Order comes into force on the day on which Order 2007-87-09-01 Amending the Domestic Substances List comes into force.

[49-1-o]

DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL TRADE

INVITATION TO SUBMIT VIEWS

Trade negotiators are seeking views on the market access implications for Canadian trade in services of the enlargement of the European Union

Detail

The General Agreement on Trade in Services (GATS) is one of World Trade Organization (WTO) agreements. WTO/GATS came into force in 1995 and provides a framework of rules for trade in services based on the fundamental principles of non-discrimination and transparency. It allows countries to make binding commitments to liberalize trade in services.

The European Union (EU) has notified its intention to withdraw or modify some of the obligations that it has under the WTO/GATS. Specifically, the EU is seeking to withdraw or modify the trade obligations of Bulgaria and Romania who have recently acceded to the EU.

The WTO/GATS does allow for the withdrawal or modification of trade obligations. However, when a member does so, other WTO/GATS members may seek compensatory trade concessions if their interests are adversely affected by such a modification or withdrawal. Pursuant to the GATS procedures and depending on the results of consultations and analyses, Canada (and other WTO members) may submit a claim of interest requesting consultations with the EU with a view to reaching an agreement on any necessary trade concessions.

Understanding the activities of Canadians and Canadian businesses who trade services in these markets is essential to representing Canadian interests. Trade in services could be taking place on a cross-border basis (whether these services are delivered in person, electronically or otherwise) or via an investment, branch office or subsidiary. As was done at the time of previous accessions to the EU, we are seeking input from Canadians and especially from Canadian companies who are actively exporting to, or who have investments in Bulgaria and Romania. Some of the areas which are being modified include new limitations related to public utilities, subsidiaries, branches, agencies, representative offices and subsidies.

If you believe that Canada's services trade may be adversely affected by a change of GATS commitments of the countries listed above, we would encourage you to contact Foreign Affairs and International Trade Canada. All individual responses will be kept confidential and only aggregate data will be analysed and released.

ENTRÉE EN VIGUEUR

3. Le présent arrêté entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur de l'Arrêté 2007-87-09-01 modifiant la Liste intérieure.

[49-1-o]

MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU COMMERCE INTERNATIONAL

INVITATION À SOUMETTRE DES POINTS DE VUE

Les négociateurs commerciaux du Canada souhaitent connaître le point de vue des Canadiens concernant l'incidence en matière d'accès aux marchés de l'élargissement de l'Union européenne sur le commerce canadien des services

Détails

L'Accord général sur le commerce des services (AGCS) s'inscrit dans le cadre de l'Organisation mondiale du commerce (OMC). Entré en vigueur en 1995, l'AGCS établit un ensemble de règles régissant le commerce des services, qui sont basées sur les principes fondamentaux de la non-discrimination et de la transparence. Il permet aux pays de prendre des engagements obligatoires en vue de la libéralisation du commerce des services.

L'Union européenne (UE) a donné avis de son intention de retirer ou de modifier certaines des obligations qu'elle a aux termes de l'AGCS. Plus particulièrement, l'UE souhaite retirer ou modifier les obligations commerciales de la Bulgarie et de la Roumanie, qui ont récemment accédé à l'UE.

L'AGCS permet de retirer ou de modifier les obligations commerciales souscrites. Toutefois, si un membre le fait, d'autres peuvent lui demander des concessions commerciales compensatoires si ces mesures ont un impact négatif sur leurs intérêts. Conformément aux procédures de l'AGCS, et en fonction des résultats de consultations et d'analyses, le Canada et d'autres membres de l'OMC peuvent revendiquer un droit de consultations avec l'UE en vue de conclure un accord sur toute concession commerciale nécessaire.

Pour défendre les intérêts canadiens, il est essentiel de comprendre les activités des entreprises et des particuliers du Canada qui font le commerce des services dans ces marchés. Le commerce des services peut se faire sur une base transfrontalière (que les services soient rendus en personne, par des moyens électroniques ou autrement), au moyen d'un investissement ou par l'intermédiaire d'une succursale ou d'une filiale. Comme nous l'avons fait lors de l'accession d'autres membres à l'UE, nous sollicitons l'apport des Canadiens et surtout des sociétés canadiennes qui mènent activement des activités d'exportation à destination de la Bulgarie et de la Roumanie ou qui y ont fait des investissements. Certains domaines devant faire l'objet de modifications comprennent de nouvelles restrictions relatives aux services publics, aux filiales, aux succursales, aux organismes, aux bureaux de représentation et aux subventions.

Si vous croyez que la modification des engagements pris par les pays énumérés ci-dessus dans le cadre de l'AGCS peut nuire au commerce des services du Canada, nous vous encourageons à communiquer avec Affaires étrangères et Commerce international Canada. Toutes les communications individuelles seront tenues confidentielles et seules des données regroupées seront analysées et publiées.

The following are a few examples of the specific information sought:

- What are your sectors or areas of business?
- What are the specific types of commercial transactions taking place?
- What is the magnitude of the business activities, including annual revenues?
- How are these services being provided, on a cross-border basis (delivered either electronically or in person), or through a branch, subsidiary or investment?

Contact information

Written submissions may be made to the Services Trade Policy Division of Foreign Affairs and International Trade Canada, electronically at GATS@international.gc.ca or by fax at 613-944-0058.

Enquiries may be made to GATS@international.gc.ca or by telephone at 613-944-0487.

Date

Submissions must be received no later than January 4, 2008.

[49-1-o]

Voici quelques exemples de renseignements précis que nous recherchons :

- Quels sont vos secteurs ou domaines d'activités?
- Quelles opérations commerciales précises ont lieu?
- Quelle est l'importance des activités commerciales, y compris les recettes annuelles?
- Comment ces services sont-ils rendus : sur une base transfrontalière (en personne ou par des moyens électroniques), par l'intermédiaire d'une succursale ou d'une filiale ou au moyen d'un investissement?

Coordonnées

Vous pouvez envoyer vos observations écrites à la Direction de la politique commerciale sur les services d'Affaires étrangères et Commerce international Canada, par courriel à l'adresse GATS@international.gc.ca ou par télécopieur au 613-944-0058.

Vous pouvez également obtenir des renseignements en écrivant à l'adresse GATS@international.gc.ca ou en téléphonant au 613-944-0487.

Délai

Les observations doivent être reçues au plus tard le 4 janvier 2008.

[49-1-o]

DEPARTMENT OF INDUSTRY

OFFICE OF THE REGISTRAR GENERAL

Appointments

Name and position/Nom et poste

Bateman, The Hon./L'hon. Nancy
Government of Nova Scotia/Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
Administrator/Administrateur
November 20 and 23, 2007/Les 20 et 23 novembre 2007

Christopher, Terrance J.
Usher of the Black Rod/Huissier du Bâton noir

Forster Smith, The Hon./L'hon. Heather
Government of Ontario/Gouvernement de l'Ontario
Administrator/Administrateur
November 15 to 18 and November 21 to 25, 2007/Du 15 au 18 novembre et du 21 au 25 novembre 2007

Forster Smith, The Hon./L'hon. Heather
Government of Ontario/Gouvernement de l'Ontario
Administrator/Administrateur
December 12 to 15, 2007/Du 12 au 15 décembre 2007

Johnston, David
Inquiries Act — Independent Adviser/*Loi sur les enquêtes* — Conseiller indépendant
Special adviser to the Prime Minister/Conseiller spécial auprès du premier ministre

Monnin, The Hon./L'hon. Michel
Government of Manitoba/Gouvernement du Manitoba
Administrator/Administrateur
November 27 to December 4, 2007/Du 27 novembre au 4 décembre 2007

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

BUREAU DU REGISTRAIRE GÉNÉRAL

Nominations

Order in Council/Décret en conseil

2007-1744

2007-1771

2007-1743

2007-1782

2007-1719

2007-1787

Name and position/Nom et poste

Picard, The Hon./L'hon. Ellen Irene
 Government of Alberta/Gouvernement de l'Alberta
 Administrator/Administrateur
 November 13 and 14, 2007/Les 13 et 14 novembre 2007

November 27, 2007

JACQUELINE GRAVELLE
 Manager

[49-1-o]

Order in Council/Décret en conseil

2007-1718

Le 27 novembre 2007

La gestionnaire
 JACQUELINE GRAVELLE

[49-1-o]

DEPARTMENT OF INDUSTRY

RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. DGRB-010-07 — Consultation on proposed conditions of licence to mandate roaming and antenna tower and site sharing and to prohibit exclusive site arrangements

Intent

In the policy document entitled *Policy Framework for the Auction for Spectrum Licences for Advanced Wireless Services and other Spectrum in the 2 GHz Range*, published on November 28, 2007, the Minister announced his decision to mandate roaming among cellular, Personal Communications Services (PCS), and Advanced Wireless Services (AWS) licensees, to mandate antenna tower and site sharing, and to prohibit exclusive site arrangements for all licensees.

Since these policy measures require amendments to existing conditions of licence or other authorizations, this consultation is being undertaken to obtain input regarding the necessary conditions to implement the policies of mandatory roaming and mandatory antenna tower and site sharing, including the prohibition of exclusive site arrangements. Consequential amendments to Client Procedures Circular 2-0-03, *Radiocommunication and Broadcasting Antenna Systems* (CPC-2-0-03) may also be effected pursuant to this consultation exercise.

It should be noted that these conditions of licence would not supplant nor obviate any existing or pending rulings, decisions, or tariffs approved by the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission (CRTC) or any existing agreements between licensees insofar as they are consistent with this policy.

Background

Under paragraph 5(1)(b) of the *Radiocommunication Act*, the Minister may, taking into account all matters that the Minister considers relevant for ensuring the orderly establishment or modification of radio stations and the orderly development and efficient operation of radiocommunication in Canada, amend the terms and conditions of any licence, certificate or authorization.

The requirement for licensees to share supporting structures and sites was a recommendation of the National Antenna Tower Policy Review and the Telecommunications Policy Review Panel. Consistent with the recommendations in their reports, the updated version of Industry Canada's CPC-2-0-03, which comes into force on January 1, 2008, requires proponents of new antenna towers to search for existing sites and supporting structures, and requires licensees and site owners/operators to enter into good faith negotiations to share sites where technically feasible. This

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° DGRB-010-07 — Consultation au sujet de la proposition visant à rendre obligatoires l'itinérance, le partage des pylônes d'antennes et des emplacements, ainsi qu'à interdire l'exclusivité des emplacements

Intention

Dans le document de politique intitulé *Politique-cadre pour la délivrance de licences de spectre par enchères relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences dans la gamme de 2 GHz*, publié le 28 novembre 2007, le ministre a annoncé sa décision de rendre obligatoire l'itinérance pour les titulaires de licences de cellulaires, de services de communications personnelles (SCP) et de services sans fil évolués (SSFE); de rendre obligatoire le partage des pylônes d'antennes et des emplacements et d'interdire l'exclusivité des emplacements pour tous les titulaires.

Comme ces mesures exigent que les conditions actuelles des licences ou d'autres autorisations soient modifiées, la présente consultation vise à recueillir une contribution au sujet des conditions nécessaires pour rendre obligatoires l'itinérance, le partage des pylônes d'antennes et des emplacements, et pour interdire l'exclusivité des emplacements. La Circulaire des procédures concernant les clients 2-0-03, *Systèmes d'antennes de radiocommunication et de radiodiffusion* (CPC-2-0-03) pourrait aussi être modifiée par suite de ces consultations.

Il faut noter que ces conditions de l'octroi de licences ne supplanteraient pas les règlements, les décisions ou les tarifs approuvés ou sur le point de l'être par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (CRTC), ni aucune entente existante entre titulaires de licence, dans la mesure où il y a concordance avec la politique.

Contexte

En vertu de l'alinéa 5(1)(b) de la *Loi sur la radiocommunication*, le ministre peut prendre en compte toutes les questions qu'il juge pertinentes pour garantir l'établissement ou la modification ordonnée de stations radio, le développement ordonné et le fonctionnement efficace de la radiocommunication au Canada, modifier les modalités d'une licence, d'un certificat ou d'une autorisation.

L'obligation pour les titulaires de licence de partager l'infrastructure et les emplacements avait été recommandée dans le cadre de L'examen de la politique nationale sur les pylônes d'antenne et par le Groupe d'étude sur le cadre réglementaire des télécommunications. Conformément aux recommandations contenues dans leurs rapports, la version actualisée de la CPC-2-0-03 d'Industrie Canada, qui entre en vigueur le 1^{er} janvier 2008, exige que les promoteurs de nouveaux pylônes d'antennes recherchent une infrastructure et des emplacements existants, et oblige les

decision is pursuant to comments received in the National Antenna Tower Policy Review and the *Consultation on a Framework to Auction Spectrum in the 2 GHz Range including Advanced Wireless Services*.

Aside from questions of technical feasibility, it is recognized that coming to a negotiated business agreement can delay roaming and sharing. Therefore, the proposed conditions which follow state that where it is technically feasible, but where licensees cannot finalize negotiations, parties will submit their business disputes to independent binding arbitration in order to finalize the matter. Most provincial and territorial arbitration legislation provides that, unless otherwise specified by agreement,

1. if no other mode of arbitration is suggested, the matter will be referred to a single arbitrator;
2. the Court can appoint an arbitrator if the parties cannot agree upon one;
3. arbitrators can ask for reports, submissions, and evidence under oath and can generally set the procedural rules for the arbitration in the absence of agreement upon these points;
4. in the absence of an agreement to deal with costs, the arbitrator can make an award of costs; and
5. the decision of an arbitrator is binding and legally enforceable through the courts.

There are also various model arbitration agreements which can be referred to in default of a specific agreement between the parties.

Conditions of licence for mandatory antenna tower and site sharing and prohibition of exclusive site arrangements

Industry Canada proposes to add the following conditions of licence for mandating antenna tower and site sharing and prohibiting exclusive site arrangements to all spectrum licences, radio licences and broadcasting certificates ("Licensees").

1. Licensees must facilitate sharing of antenna sites, including rooftops, and supporting structures ["Site(s)"] and not cause or contribute to the exclusion of other radiocommunication antenna operators ["Operator(s)"] from gaining access to Sites. Without limiting the generality of the foregoing, where a Licensee is party to an agreement that includes a provision excluding other Operators from the use of a Site, then, in order to facilitate the sharing of Sites, the Licensee must consent to waiving that portion of the agreement to facilitate a request to share. Further, Licensees must not enter into or renew agreements that exclude other Operators from using a Site;

2. Licensees must share where technically feasible, except where national security concerns exist or the Site is used solely for personal enjoyment;

3. In order to fulfill the condition of sharing in accordance with this licence, the Licensee must respond to a request to share by any other Operator within 30 days as follows:

- (a) In the event that the request to share is technically feasible, the Licensee must provide the requesting Operator with a response and an offer to enter into a sharing agreement. The

titulaires de licence et les propriétaires-exploitants des emplacements à négocier de bonne foi le partage des emplacements dans la mesure où cela est faisable techniquement. Cette décision est conforme aux commentaires reçus dans le cadre de l'examen de la politique nationale sur les pylônes d'antenne et de la *Consultation sur un cadre de mise aux enchères de fréquences dans la gamme de 2 GHz, y compris pour les services sans fil évolués*.

Indépendamment des questions de faisabilité technique, il est reconnu que la négociation d'une entente peut retarder l'itinérance et le partage. C'est pourquoi les conditions proposées qui suivent précisent que, lorsque c'est faisable techniquement, mais que les titulaires de licence ne peuvent mener à terme les négociations, les parties soumettent leurs différends à l'arbitrage exécutoire indépendant pour régler la question. La plupart des textes législatifs provinciaux et territoriaux prévoient que, sauf indication contraire dans l'entente,

1. si aucun autre mode d'arbitrage n'est proposé, la question est renvoyée à un seul arbitre;
2. le tribunal peut nommer un arbitre si les parties ne s'entendent pas sur le choix d'un arbitre;
3. les arbitres peuvent demander que leur soient présentés des rapports, des soumissions et des éléments de preuve sous serment et ils peuvent généralement établir les règles de procédures pour l'arbitrage, en l'absence d'entente sur ces questions;
4. en l'absence d'une entente sur la question des coûts, l'arbitre peut décider comment les répartir;
5. la décision de l'arbitre est exécutoire par l'intermédiaire des tribunaux.

Il existe également divers modèles d'ententes d'arbitrage qui peuvent être consultés en l'absence d'une entente spécifique entre les parties.

Conditions de licence relatives au partage obligatoire des pylônes d'antennes et des emplacements et interdiction de l'exclusivité des emplacements

Industrie Canada propose d'assortir les licences des conditions suivantes pour rendre obligatoire le partage des pylônes d'antennes et le partage des emplacements, ainsi que pour interdire l'exclusivité des emplacements, dans le cas de toutes les licences du spectre, les licences de radio et les certificats de radiodiffusion (titulaires de licence).

1. Les titulaires de licence doivent faciliter le partage des emplacements choisis pour les antennes, y compris les toits, et l'infrastructure de soutien (« emplacements ») et ne pas empêcher ou contribuer à empêcher d'autres exploitants d'antennes de radiocommunication (« exploitants ») d'avoir accès aux emplacements. Sans limiter le caractère général de ce qui précède, dans le cas où un titulaire de licence est partie à une entente contenant une disposition interdisant à tout autre exploitant de se servir d'un emplacement, le titulaire de la licence doit alors consentir à renoncer à cette partie de l'entente pour faciliter le partage des emplacements ainsi qu'une éventuelle demande de partage. De plus, les titulaires de licence ne doivent pas conclure ni renouveler des ententes de manière à empêcher d'autres exploitants de se servir d'un emplacement;

2. Les titulaires de licence doivent procéder au partage chaque fois que c'est techniquement faisable, sauf en cas de préoccupations relatives à la sécurité nationale ou si l'emplacement ne sert qu'à la jouissance personnelle;

3. Afin de satisfaire le critère de partage conformément à la présente licence, le titulaire doit donner suite dans les 30 jours aux demandes de partage présentées par n'importe quel autre exploitant :

- a) s'il est techniquement possible d'accéder à la demande, le titulaire doit fournir à l'exploitant une réponse et une offre relative

Department expects that Site-sharing arrangements would be offered at commercial rates that are reasonably comparable to rates currently charged to others for similar access, and

(b) In the event that the request to share is not technically feasible, the Licensee must provide the requesting Operator with a response detailing the reasons why it is not feasible (accompanied by any applicable technical information) in accordance with CPC-2-0-03; and

4. Site-sharing arrangements will be negotiated expeditiously and in good faith. If after 90 days from the initial request, the Licensee and the Operator requesting a Site-sharing arrangement cannot agree to the terms of the arrangement, the Licensee must agree to submit the matter to an arbitrator as agreed upon by the parties in accordance with the provisions of the applicable provincial arbitration legislation. The Licensee agrees that the arbitrator shall have all necessary powers to determine all of the questions in dispute (including those relating to determining the appropriate terms of the Site-sharing arrangement and those relating to procedural matters under the arbitration) and that any arbitration under this section shall be legally binding. The Licensee must participate fully in such an arbitration and follow all directions of the arbitrator in accordance with any arbitration agreement or with the applicable legislation. At any time, the Licensee and the Operator requesting antenna tower and site sharing may agree to specific terms with regard to submitting their dispute to an arbitrator and may withdraw their arbitration, on agreed terms, as long as they agree to a Site-sharing arrangement.

Conditions of licence for mandatory roaming

The conditions of licence described below will apply to all licences in the cellular, PCS and AWS bands.

Where the conditions of licence refer to a “new entrant” or “national new entrant,” definitions can be found in the document entitled *Policy Framework for the Auction for Spectrum Licences for Advanced Wireless Services and other Spectrum in the 2 GHz Range* (November 2007).

Where technically feasible, Licensees must offer automatic digital roaming on their cellular, PCS and AWS networks as follows:

1. Roaming is to be offered

(a) to all cellular, PCS and AWS Licensees outside of their licensed area, for at least the 10-year term of AWS licences,

(b) to all new entrants in their licensed areas, for a period of five years commencing with the date of issuance of their licence, and

(c) to national new entrants who have substantially met the five-year roll-out requirements outlined on their licence, as determined by Industry Canada, for an additional five years.

2. In order to fulfill the condition of offering roaming in accordance with this licence,

(a) The services offered must include digital voice and data services, such as Internet access, email, and other data services,

(b) When requested, Licensees will provide an offer to enter into a roaming arrangement to provide roaming services on reasonable terms within 30 days. Industry Canada expects that roaming would be offered at commercial rates that are reasonably comparable to rates that are currently charged to others for similar services, and

à une entente de partage. Le Ministère s'attend à ce que les arrangements de partage d'emplacements soient offerts à un tarif commercial, raisonnablement comparable aux tarifs actuels d'autres exploitants pour un accès analogue,

b) s'il est techniquement impossible d'accéder à la demande de partage, le titulaire de licence doit fournir à l'exploitant une réponse décrivant en détail les raisons de cette impossibilité (accompagnées de toute l'information technique applicable) conformément à la CPC-2-0-03;

4. Les arrangements de partage d'emplacements seront négociés rapidement et de bonne foi. Si, 90 jours après la demande initiale, le titulaire de la licence et l'exploitant qui demande un arrangement de partage d'emplacements ne peuvent s'entendre sur l'arrangement, le titulaire de la licence doit accepter de soumettre la question à un arbitre, comme convenu par les parties, conformément aux dispositions de la législation provinciale applicable sur l'arbitrage. Le titulaire de la licence reconnaît que l'arbitre aura tous les pouvoirs nécessaires pour trancher toutes les questions litigieuses (y compris celles qui ont trait à la détermination des conditions appropriées concernant l'arrangement de partage des emplacements et celles qui ont trait aux questions de procédure soumises à l'arbitrage) et que l'arbitrage conformément à la présente section sera exécutoire. Le titulaire doit participer pleinement à cet arbitrage et suivre toutes les instructions de l'arbitre, conformément à une éventuelle entente d'arbitrage ou à la législation applicable. À tout moment, le titulaire de la licence et l'exploitant qui demande le partage de pylônes d'antennes et d'emplacements peuvent accepter des conditions particulières en rapport avec la présentation du différend à un arbitre et ils peuvent mettre fin à l'arbitrage, d'un commun accord, du moment qu'ils s'entendent sur un arrangement relatif au partage des emplacements.

Conditions de licence relatives à l'itinérance obligatoire

Les conditions de licence décrites ci-après s'appliquent à toutes les licences dans les bandes de cellulaires, de SCP et de SSFE.

Dans le cas où les conditions de licence mentionnent la définition de « nouveau venu » ou de « nouveau venu national », les définitions se trouvent dans le document intitulé *Politique-cadre pour la délivrance de licences de spectre par enchères relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences dans la gamme de 2 GHz* (novembre 2007).

Lorsque c'est techniquement faisable, les titulaires de licence doivent offrir l'itinérance numérique automatique sur leurs réseaux de cellulaires, de SCP et de SSFE, comme suit :

1. L'itinérance doit être offerte :

a) à tous les titulaires de licence de services cellulaires, de SCP et de SSFE à l'extérieur de leurs zones de desserte autorisées, pendant au moins la période de validité de 10 ans des licences de SSFE,

b) à tous les nouveaux venus dans leurs zones de desserte autorisées, pour une période de cinq ans, à compter de la date de délivrance de leur licence,

c) pour une période additionnelle de cinq ans à un nouveau venu national qui a, selon Industrie Canada, respecté dans une large mesure, les exigences de déploiement de cinq ans.

2. Pour remplir la condition relative à l'itinérance, conformément à cette licence :

a) les services offerts doivent comprendre les services de transmission numérique de la voix et des données comme l'accès Internet, le courriel et d'autres services de transmission des données,

b) sur demande, les titulaires offriront un arrangement d'itinérance dans des conditions raisonnables, dans les 30 jours. Industrie Canada s'attend à ce que l'itinérance soit offerte à

(c) Roaming arrangements will be negotiated expeditiously and in good faith. If, after 90 days from the initial request, the Licensee and the party requesting a roaming arrangement cannot agree to the terms of the roaming arrangement, the Licensee must agree to submit the matter to an arbitrator as agreed upon by the parties or in accordance with the provisions of the applicable provincial arbitration legislation. The Licensee agrees that the arbitrator shall have all necessary powers to determine all of the questions in dispute (including those relating to determining the appropriate terms of the roaming arrangement and those relating to procedural matters under the arbitration) and that any arbitration under this section shall be legally binding. The Licensee must participate fully in such an arbitration and follow all directions of the arbitrator in accordance with any arbitration agreement or with the applicable legislation. At any time, the Licensee and the party requesting roaming may agree to specific terms with regard to submitting their dispute to an arbitrator and may withdraw their arbitration, on agreed terms, as long as they agree to a roaming arrangement.

Comments invited

Comments are invited on the proposed conditions of licence, specifically,

1. Are the timelines for responding to requests to share and roam and for submitting agreements that have not been finalized to an arbitrator appropriate? Are there other timelines that should be considered?
2. Specific provisions regarding arbitration may vary from province to province. Would it be useful to adopt a national code such as the ADR Institute of Canada's *National Arbitration Rules* in default of any specific arbitration agreement? Are there any special provisions which should be made applicable to the arbitrators concerning sharing and roaming?
3. Are there any other licence conditions required to facilitate sharing and roaming?

Submitting comments

Interested parties are invited to submit comments on the proposals outlined in the consultation no later than January 11, 2008, in electronic format (WordPerfect, Microsoft Word, Adobe PDF or ASCII TXT), along with a note specifying the software, version number and operating system used, to the following email address: aws@ic.gc.ca.

Written submissions should be addressed to the Director, Spectrum Management Operations, Radiocommunications and Broadcasting Regulatory Branch, Industry Canada, 300 Slater Street, Ottawa, Ontario K1A 0C8.

All submissions should cite the *Canada Gazette*, Part I, the publication date, the title, and the notice reference number (DGRB-010-07).

Obtaining copies

Copies of this notice and of documents referred to are available electronically on Industry Canada's Spectrum Management and Telecommunications Web site at <http://ic.gc.ca/spectrum>.

des taux commerciaux raisonnablement comparables aux tarifs en vigueur ailleurs pour des services analogues,

c) les arrangements d'itinérance seront négociés rapidement et de bonne foi. Si, 90 jours après la demande initiale, le titulaire et la partie qui demande un arrangement d'itinérance ne s'entendent pas sur les modalités d'itinérance, le titulaire doit accepter de soumettre la question à un arbitre, comme convenu par les parties ou conformément aux dispositions de la législation provinciale applicable à l'arbitrage. Le titulaire de la licence convient que l'arbitre disposera de tous les pouvoirs nécessaires pour trancher toutes les questions litigieuses (y compris la détermination des modalités de l'entente d'itinérance et les questions de procédure soumises à l'arbitrage) et que l'arbitrage dont il est ici question sera exécutoire. Le titulaire de la licence doit participer pleinement à l'arbitrage et suivre toutes les instructions de l'arbitre, conformément à une quelconque entente d'arbitrage ou à la législation applicable. À tout moment, le titulaire de la licence et la partie qui demande l'itinérance peuvent s'entendre sur des conditions spécifiques pour soumettre leur différend à un arbitre et ils peuvent mettre fin à l'arbitrage, d'un commun accord, du moment qu'ils s'entendent sur un arrangement d'itinérance.

Appel de commentaires

On demande des commentaires au sujet des conditions proposées de la licence, à savoir :

1. si les délais de réponse aux demandes de partage et d'itinérance et ceux d'arbitrage dans le cas de la non-finalisation des demandes sont adéquats? D'autres délais devraient-ils être envisagés?
2. les dispositions particulières relatives à l'arbitrage peuvent varier d'une province à l'autre. Serait-il utile d'adopter un code national comme les *Règles nationales d'arbitrage* de l'ADR Institute of Canada en l'absence d'une entente spécifique relative à l'arbitrage? Des dispositions particulières devraient-elles être applicables aux arbitres en ce qui concerne le partage et l'itinérance?
3. Devrait-on ajouter d'autres conditions au niveau des licences, pour faciliter le partage et l'itinérance?

Présentation des commentaires

Les intéressés sont invités à envoyer leurs commentaires au sujet des propositions décrites dans la consultation, au plus tard le 11 janvier 2008 sous forme électronique (WordPerfect, Microsoft Word, Adobe PDF ou ASCII TXT) à l'adresse suivante : aws@ic.gc.ca. Les documents doivent être accompagnés d'une note précisant le logiciel, la version du logiciel et le système d'exploitation utilisés.

Les commentaires sur papier doivent être adressés au Directeur, Exploitation de la gestion du spectre, Direction générale de la réglementation, de la radiocommunication et de la radiodiffusion, Industrie Canada, 300, rue Slater, Ottawa (Ontario) K1A 0C8.

Tous les commentaires doivent citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, la date de publication, le titre et le numéro de référence de l'avis (DGRB-010-07).

Pour obtenir des copies

L'avis de la *Gazette du Canada* ainsi que les documents cités sont disponibles électroniquement sur le site Web Gestion du spectre et télécommunications d'Industrie Canada à l'adresse suivante : <http://ic.gc.ca/spectre>.

Official versions of *Canada Gazette* notices can be viewed on the *Canada Gazette* Web site at <http://canadagazette.gc.ca/partI/index-e.html>. Printed copies of the notices can be ordered by calling the sales counter of Canadian Government Publishing at 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

November 28, 2007

MICHAEL D. CONNOLLY
*Director General
 Radiocommunications and
 Broadcasting Regulatory Branch*

[49-1-o]

On peut consulter la version officielle des avis de la *Gazette du Canada* sur le site Web de la *Gazette du Canada*, à l'adresse suivante : <http://gazetteducanada.gc.ca/partI/index-f.html>. On peut également s'en procurer des exemplaires en communiquant avec le comptoir des ventes des Éditions du gouvernement du Canada au 613-941-5995 ou au 1-800-635-7943.

Le 28 novembre 2007

*Le directeur général
 Direction générale de la réglementation
 des radiocommunications et de la radiodiffusion*
 MICHAEL D. CONNOLLY

[49-1-o]

DEPARTMENT OF INDUSTRY

RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. DGTP-007-07 — Policy Framework for the Auction for Spectrum Licences for Advanced Wireless Services and other Spectrum in the 2 GHz Range

Intent

On November 28, 2007, the Minister announced the policy framework for Advanced Wireless Services (AWS) in a news release. This notice announces the release of the *Policy Framework for the Auction for Spectrum Licences for Advanced Wireless Services and other Spectrum in the 2 GHz Range*, which can be viewed on Industry Canada's Spectrum Management and Telecommunications Web site at www.ic.gc.ca/spectrum.

The policy framework provides decisions on key elements for the upcoming spectrum auction. All decisions are final.

Background

In February 2007, Industry Canada announced, in notice No. DGTP-002-07 of the *Canada Gazette*, the release of a paper entitled *Consultation on a Framework to Auction Spectrum in the 2 GHz Range including Advanced Wireless Services*. Part I outlined allocation changes to the *Canadian Table of Frequency Allocations* for bands in the 1 710-2 200 MHz range, designated spectrum for AWS, expanded the 1 900 MHz Personal Communications Services (PCS) licensed bands, and finalized the allocation changes for the band 1 670-1 675 MHz. Part II of the paper initiated a consultation on policy issues and the process to issue licences for access to spectrum bands in service areas across Canada. In response to that consultation, Industry Canada received 60 comments and reply comments from interested parties, by the closing date of July 27, 2007.

Next steps

The Department will release, before the end of 2007, an auction framework document for potential auction participants. It will elaborate auction application procedures, licensing parameters, technical considerations, bidder applications and timing for next steps such as a mock auction for bidder familiarization.

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° DGTP-007-07 — Politique-cadre pour la délivrance de licences de spectre par enchères relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences dans la gamme de 2 GHz

Intention

Dans un communiqué du 28 novembre 2007, le ministre a annoncé la politique-cadre pour les services sans fil évolués (SSFE). Le présent avis annonce la publication de la *Politique-cadre pour la délivrance de licences de spectre par enchères relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences dans la gamme de 2 GHz*, qui est accessible sur le site Web Gestion du spectre et télécommunications d'Industrie Canada à l'adresse www.ic.gc.ca/spectre.

La politique-cadre contient les décisions qui ont été prises sur les éléments clés des prochaines enchères. Toutes les décisions sont finales.

Contexte

En février 2007, Industrie Canada a annoncé, dans l'avis n° DGTP-002-07 de la *Gazette du Canada*, la publication du document intitulé *Consultation sur un cadre de mise aux enchères de fréquences dans la gamme de 2 GHz, y compris pour les services sans fil évolués*. La Partie I de ce document a apporté des changements d'attribution au *Tableau canadien d'attribution des bandes de fréquences* pour les bandes dans la gamme 1 710-2 200 MHz, a désigné des fréquences pour les SSFE, a étendu les bandes 1 900 MHz du service de communications personnelles (SCP) autorisées par licence et a finalisé les changements d'attribution pour la bande 1 670-1 675 MHz. La Partie II a lancé une consultation sur des questions de politique et sur le processus d'attribution de licences pour l'accès aux bandes de fréquences dans les zones de desserte au Canada. Dans le cadre de cette consultation et avant la date limite du 27 juillet 2007, Industrie Canada a reçu 60 commentaires et commentaires en réplique.

Prochaines étapes

Le Ministère publiera, avant la fin de 2007, une politique-cadre pour la mise aux enchères à l'intention des éventuels participants. Ce document contiendra des renseignements sur les procédures relatives aux demandes de participation aux enchères, les paramètres d'attribution de licences, les considérations techniques, les demandes des soumissionnaires et les échéances des prochaines étapes telles que la tenue d'une vente aux enchères simulée pour aider les demandeurs à se familiariser avec le processus.

In addition, the Department has released a supplementary consultation (DGRB-010-07) on specific conditions of licence for current licensees with respect to the implementation of policy measures relating to mandatory antenna tower and site sharing and mandated roaming. The consultation proposes new wording of the conditions of licence, and provisions on the operative conditions such as dispute resolution mechanisms and time frames. Following the close of the supplementary consultation, the Department will make public the final conditions of licence so that all those affected are aware of the changes prior to the deadline for auction applications.

The Department will apply similar technical standards to AWS, as are currently used for PCS, where possible. The appropriate Standard Radio System Plan (SRSP) and Radio Standards Specifications (RSS) will be updated in consultation with the industry and in accordance with usual practices.

The Department intends to move quickly to ensure there are no delays in the auction, which will start May 27, 2008.

Obtaining copies

Copies of this notice and of documents referred to are available electronically on Industry Canada's Spectrum Management and Telecommunications Web site at <http://ic.gc.ca/spectrum>.

Official versions of *Canada Gazette* notices can be viewed on the *Canada Gazette* Web site at <http://canadagazette.gc.ca/partI/index-e.html>. Printed copies of the notices can be ordered by calling the sales counter of Canadian Government Publishing at 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

November 29, 2007

LEONARD ST-AUBIN
Director General
Telecommunications Policy Branch

[49-1-o]

NOTICE OF VACANCIES

CANADIAN HUMAN RIGHTS COMMISSION

Members (part-time positions)

The Canadian Human Rights Commission (CHRC)'s founding legislation inspires a vision for Canada where "all individuals should have an opportunity equal with other individuals to make for themselves the lives that they are able and wish to have," free from discrimination. The CHRC works with employers, service providers, individuals, unions, governmental and non-governmental organizations and provincial and territorial human rights bodies to foster understanding and commitment for achieving a society where human rights are respected in everyday practices.

Proudly celebrating its 30th anniversary this year, the Commission is working within a new service delivery model that provides discrimination prevention initiatives, modern dispute resolution approaches for addressing inquiries and complaints, as well as regulatory, policy and knowledge development. Enhancing employment equity in federally regulated employment sectors for

En outre, le Ministère a lancé une consultation supplémentaire (DGRB-010-07) sur les conditions précises de licence applicables aux présents titulaires de licence. Ces conditions concernent la mise en œuvre des mesures relatives au partage obligatoire des pylônes d'antennes et des emplacements, de même que l'itinérance obligatoire. La consultation proposera un nouveau libellé des conditions de licence ainsi que des dispositions d'exploitation telles que les mécanismes de règlement des différends et le calendrier. Une fois terminée la consultation supplémentaire, le Ministère publiera les conditions de licence définitives, de sorte que les personnes touchées soient informées des modifications avant la date limite de dépôt des demandes de participation aux enchères.

Lorsque c'est possible, le Ministère appliquera aux SSFE, les normes techniques semblables actuellement utilisées pour les SCP. En consultation avec l'industrie, comme il le fait habituellement, le Ministère mettra également à jour le Plan normalisé de réseaux hertziens (PNRH) et le Cahier des charges sur les normes radio-électriques (CNR) s'y rapportant.

Le Ministère entend procéder rapidement de manière à ce qu'il n'y ait pas de retard dans la vente aux enchères, qui commencera le 27 mai 2008.

Pour obtenir des copies

L'avis de la *Gazette du Canada* ainsi que les documents cités sont disponibles électroniquement sur le site Web Gestion du spectre et télécommunications d'Industrie Canada à l'adresse suivante : <http://ic.gc.ca/spectre>.

On peut consulter la version officielle des avis de la *Gazette du Canada* sur le site Web de la *Gazette du Canada*, à l'adresse suivante : <http://gazetteducanada.gc.ca/partI/index-f.html>. On peut également s'en procurer des exemplaires en communiquant avec le comptoir des ventes des Éditions du gouvernement du Canada au 613-941-5995 ou au 1-800-635-7943.

Le 29 novembre 2007

Le directeur général
Politique des télécommunications
LEONARD ST-AUBIN

[49-1-o]

AVIS DE POSTES VACANTS

COMMISSION CANADIENNE DES DROITS DE LA PERSONNE

Membres (postes à temps partiel)

La loi qui a donné naissance à la Commission canadienne des droits de la personne (CCDP) a aussi donné au Canada la vision inspirante du « droit de tous les individus à l'égalité des chances d'épanouissement », sans discrimination. La CCDP travaille avec les employeurs, les fournisseurs de service, les particuliers, les syndicats, les organismes gouvernementaux et non gouvernementaux ainsi que les organismes provinciaux et territoriaux des droits de la personne afin de favoriser la compréhension et l'engagement nécessaires pour créer une société où les droits de la personne sont respectés dans les pratiques quotidiennes.

La Commission, qui célèbre avec fierté son 30^e anniversaire cette année, œuvre dans le cadre d'un nouveau modèle de prestation de services qui comprend des initiatives de prévention de la discrimination, des approches modernes de résolution de différends pour répondre aux demandes de renseignements et aux plaintes, le développement des connaissances, et l'élaboration de

women, Aboriginal peoples, persons with disabilities and members of visible minorities is also a key function. Internationally, the Commission's strong leadership role includes chairing the International Coordinating Committee of National Institutions for the Promotion and Protection of Human Rights, within the United Nations.

Under the leadership of the Chief Commissioner, the responsibilities of Commission members include specific decisions on *Canadian Human Rights Act* complaints and *Employment Equity Act* audit reports, and providing public leadership of the CHRC. In addition, Commission members may be requested by the Chief Commissioner to provide human rights leadership by participating in CHRC-sponsored stakeholder meetings and representing the CHRC at public conferences and events.

The preferred candidates will possess the following education, experience, knowledge, behavioural competencies and personal suitability.

Education

- A degree from a recognized university in a relevant field of study or an acceptable combination of education, job-related training and/or experience.
- A law degree would be an asset.

Experience

- Minimum of five years professional experience
 - as a decision maker in a quasi-judicial administrative tribunal; or
 - in presenting cases before a quasi-judicial administrative tribunal; or
 - in the field of human rights, research and writing in social sciences or law, or an acceptable combination of relevant experience in other fields.
- Experience in developing and maintaining effective liaison with a broad range of stakeholders, such as non-governmental organizations, the media, the public at large and policy makers at all levels, in the fields of human rights, social sciences, law or in other fields.

Knowledge

- Knowledge of the mandate, mission, vision and values of the CHRC as well as the role of members;
- Knowledge of human rights issues and principles of natural justice;
- Knowledge of social issues that have potential human rights implications; and
- Knowledge of the issues and challenges arising from the diversity of Canadian society.

Behavioural competencies

- Engagement;
- Communication and conceptual thinking;
- Decision making;
- Cooperative problem solving;
- Judgment/analytical thinking; and
- Organizational skills.

la réglementation et des politiques. Un autre mandat important de la Commission consiste à favoriser l'équité en matière d'emploi pour les femmes, les Autochtones, les personnes handicapées et les membres de minorités visibles dans les milieux de travail de compétence fédérale. Sur le plan international, la Commission fait preuve d'un leadership marqué, entre autres en présidant le Comité international de coordination des institutions nationales pour la promotion et la protection des droits de la personne, placé sous l'égide des Nations Unies.

Sous la direction de la présidente, les responsabilités des membres de la Commission comprennent la prise de décisions concernant des plaintes déposées en vertu de la *Loi canadienne sur les droits de la personne* et des rapports de vérification relatifs à la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*, ainsi que l'exercice de leadership public par la CCDP. La présidente peut demander aux membres d'assurer un leadership en matière de droits de la personne en participant à des rencontres d'intervenants parrainées par la Commission et en représentant celle-ci lors de conférences et de manifestations publiques.

La personne choisie possède l'éducation, l'expérience, les connaissances, les compétences comportementales et les qualités personnelles énumérées ci-après.

Éducation

- Grade d'une université reconnue dans un domaine d'études pertinent ou une combinaison acceptable d'études, de formation ou d'expérience liée au poste.
- Un diplôme universitaire en droit constitue un atout.

Expérience

- Un minimum de cinq années d'expérience professionnelle :
 - à rendre des décisions au sein d'un tribunal administratif quasi judiciaire; ou
 - dans la présentation de dossiers devant un tribunal administratif quasi judiciaire; ou
 - dans le domaine des droits de la personne, de la recherche et de la rédaction en sciences sociales ou en droit, ou une combinaison acceptable d'expérience dans d'autres domaines.
- Expérience de l'établissement et du maintien de relations efficaces avec une vaste gamme d'intervenants, comme les organismes non gouvernementaux, les médias, le grand public et les décideurs à tous les niveaux, dans les domaines des droits de la personne, des sciences sociales, du droit ou d'autres domaines.

Connaissances

- Connaissance du mandat, de la mission, de la vision et des valeurs de la CCDP, ainsi que du rôle des membres;
- Connaissance des droits de la personne et des principes de justice naturelle;
- Connaissances des enjeux sociaux qui peuvent avoir des répercussions sur les droits de la personne;
- Connaissances des enjeux et des défis qui résultent de la diversité de la société canadienne.

Compétences comportementales

- Engagement;
- Communication, raisonnement conceptuel;
- Prise de décision;
- Résolution de problème par la collaboration;
- Jugement/pensée analytique;
- Habiletés organisationnelles.

Personal suitability

- Strong ethical standards and integrity;
- Respect, fairness and reliability;
- Tact and discretion;
- Adaptability and flexibility;
- Team player; and
- Intellectual rigour.

Proficiency in both official languages would be an asset.

Candidates must be willing to travel to Ottawa on average one or two days a month, and elsewhere in Canada occasionally.

The Government is committed to ensuring that its appointments are representative of Canada's regions and official languages, as well as of women, Aboriginal peoples, disabled persons and visible minorities.

The preferred candidates must comply with the *Ethical Guidelines for Public Office Holders* and the *Guidelines for the Political Activities of Public Office Holders*. The guidelines are available on the Governor in Council Appointments Web site, under Publications, at www.appointments-nominations.gc.ca.

The selected candidates will be subject to the *Conflict of Interest Act*. For more information, please visit the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner's Web site at www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

This notice has been placed in the *Canada Gazette* to assist the Governor in Council in identifying qualified candidates for these positions. It is not, however, intended to be the sole means of recruitment. Applications forwarded through the Internet will not be considered for reasons of confidentiality.

Interested candidates should forward their curriculum vitae by December 21, 2007, to the Acting Assistant Secretary to the Cabinet (Senior Personnel and Special Projects), Privy Council Office, 59 Sparks Street, 1st Floor, Ottawa, Ontario K1A 0A3, 613-957-5006 (fax).

Additional details about the CHRC and its activities can be found on its Web site at www.chrc-ccdp.ca.

Bilingual notices of vacancies will be produced in an alternative format (audio cassette, diskette, braille, large print, etc.) upon request. For further information, please contact Canadian Government Publishing, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

[49-1-o]

NOTICE OF VACANCY

CANADIAN INSTITUTES OF HEALTH RESEARCH

President (full-time position)

Location: Ottawa, Ontario

The Canadian Institutes of Health Research (CIHR) was established in 2000 with the objective to excel, according to internationally accepted standards of scientific excellence, in the creation of new knowledge and its translation into improved health for Canadians, more effective health services and products and a

Qualités personnelles

- Normes d'éthique élevées et intégrité;
- Respect, équité et fiabilité;
- Tact et discrétion;
- Adaptabilité et souplesse;
- Sens du travail d'équipe;
- Rigueur intellectuelle.

La maîtrise des deux langues officielles du Canada serait un atout.

Les candidats doivent être disposés à se rendre à Ottawa une ou deux journées par mois en moyenne, et ailleurs au Canada à l'occasion.

Le gouvernement est déterminé à faire en sorte que ses nominations soient représentatives des régions du Canada et de ses langues officielles, ainsi que des femmes, des Autochtones, des personnes handicapées et des minorités visibles.

Les personnes sélectionnées doivent se conformer aux *Lignes directrices en matière d'éthique à l'intention des titulaires de charge publique* et aux *Lignes directrices régissant les activités politiques des titulaires de charge publique*. Les lignes directrices sont affichées sur le site Web du gouverneur en conseil sous la rubrique Publications à l'adresse suivante : www.appointments-nominations.gc.ca.

Les personnes sélectionnées seront assujetties à la *Loi sur les conflits d'intérêts*. Pour obtenir plus d'informations, veuillez visiter le site Web du Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique à l'adresse suivante : www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

Cette annonce paraît dans la *Gazette du Canada* afin de permettre au gouverneur en conseil de trouver des personnes qualifiées pour ces postes. Cependant, le recrutement ne se limite pas à cette seule façon de procéder. Les demandes acheminées par Internet ne seront pas considérées pour des raisons de confidentialité.

Les personnes intéressées ont jusqu'au 21 décembre 2007 pour faire parvenir leur curriculum vitae au Secrétaire adjoint du Cabinet par intérim (Personnel supérieur et Projets spéciaux), Bureau du Conseil privé, 59, rue Sparks, 1^{er} étage, Ottawa (Ontario) K1A 0A3, 613-957-5006 (télécopieur).

On trouvera de plus amples renseignements sur la CCDP et ses activités sur son site Web à l'adresse suivante : www.chrc-ccdp.ca.

Les avis de postes vacants sont disponibles dans les deux langues officielles en média substitut (audiocassette, disquette, braille, imprimé à gros caractères, etc.), et ce, sur demande. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les Éditions du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-941-5995 ou 1-800-635-7943.

[49-1-o]

AVIS DE POSTE VACANT

INSTITUTS DE RECHERCHE EN SANTÉ DU CANADA

Président (poste à temps plein)

Lieu : Ottawa (Ontario)

Les Instituts de recherche en santé du Canada (IRSC) ont été créés en 2000 et ont pour but d'exceller, selon les normes internationales reconnues d'excellence scientifique, dans la création de nouvelles connaissances et leur application en vue d'améliorer la santé de la population canadienne, d'offrir de meilleurs produits et

strengthened Canadian health care system. Its vision is to position Canada as a world leader in the creation and use of knowledge through health research that benefits Canadians and the global community. Composed of 13 institutes, CIHR provides leadership and support to more than 11 000 health researchers and trainees across Canada.

The President provides leadership and strategic guidance; develops a vision and framework for supporting and promoting world-class health research consistent with a national research agenda; and engages the public, partners, provincial research institutions, federal and provincial governments, industry and volunteer health organizations to support outstanding research, researchers, innovative partnerships and transfer of knowledge to practical use for the benefit of Canadians. The President is the Chair of the Governing Council and of its Executive Committee.

The President will need to ensure that CIHR's strategic directions are anchored within the federal government's Science and Technology Strategy, which seeks to position Canada as a world leader in research and innovation and improve its competitiveness by tapping into its research strengths in areas such as health research.

The successful candidate will possess a doctoral degree in a health research discipline or a medical degree with post-graduate training in health research; extensive health research experience and respect from the health research community, both in Canada and abroad; extensive senior-level management experience related to health research; an understanding of, and experience in, dealing with governments at all levels; and an outstanding ability to communicate with diverse audiences.

The President of CIHR is appointed for a renewable term of not more than five years and reports to Parliament through the Minister of Health.

The successful candidate must be prepared to relocate to the National Capital Region or to a location within reasonable commuting distance, and must be willing to travel extensively within Canada and abroad.

Preference will be given to Canadian citizens and permanent residents of Canada.

Proficiency in both official languages is preferred.

Applications, nominations and expressions of interest should be directed to Janet Wright & Associates Inc., 174 Bedford Road, Suite 200, Toronto, Ontario M5R 2K9, by fax at 416-923-8311 or by email at cihr@jwasearch.com.

Consideration of candidates will begin in early January 2008.

The Government is committed to ensuring that its appointments are representative of Canada's regions and official languages, as well as of women, Aboriginal peoples, disabled persons and visible minorities.

The preferred candidate must comply with the *Ethical Guidelines for Public Office Holders* and the *Guidelines for the Political Activities of Public Office Holders*. The guidelines are available on the Governor in Council Appointments Web site, under Publications, at www.appointments-nominations.gc.ca.

services de santé et de renforcer le système de santé au Canada. Leur vision est de faire du Canada un chef de file mondial dans la création et l'utilisation de connaissances par l'entremise de recherches en santé qui profitent aux Canadiens et aux Canadiennes et au monde entier. Composés de 13 instituts, les IRSC offrent leadership et soutien à plus de 11 000 chercheurs et stagiaires en santé dans tout le Canada.

Le président assure le leadership ainsi que l'orientation stratégique et il élabore une vision et un cadre général qui soutiennent et favorisent une recherche en santé de classe mondiale conforme à un programme national de recherche; il fait en sorte que le public, les partenaires, les établissements provinciaux de recherche, les ministères fédéraux et provinciaux, l'industrie et les organismes bénévoles dans le domaine de la santé appuient la recherche et les chercheurs exceptionnels, les partenariats innovateurs et le transfert des connaissances pour qu'elles soient mises en pratique au profit des Canadiens. Le président est aussi le président du conseil d'administration et du comité de direction.

Le président devra s'assurer que l'orientation stratégique des IRSC cadre avec la Stratégie fédérale des sciences et de la technologie, qui vise à faire du Canada un chef de file mondial dans la recherche et l'innovation et à améliorer sa compétitivité en misant sur ses forces en recherche dans des domaines comme la recherche en santé.

Le candidat retenu devra détenir un doctorat en recherche dans le domaine de la santé ou un diplôme en médecine avec formation supérieure en recherche dans le domaine de la santé; avoir une vaste expérience de la recherche en santé et le respect du milieu de la recherche en santé, tant au Canada qu'à l'étranger; avoir une vaste expérience au niveau de la haute direction dans la gestion liée à la recherche en santé; comprendre les rouages des gouvernements à tous les niveaux et avoir fait affaire avec eux; faire montre d'une capacité exceptionnelle à communiquer avec divers publics.

Le président des IRSC est nommé pour un mandat renouvelable d'au plus cinq ans et rend compte au Parlement par l'entremise du ministre de la Santé.

Le candidat retenu devra être prêt à déménager dans la région de la capitale nationale ou à une distance raisonnable pour faire la navette entre sa résidence et le lieu de travail, et il devra être disposé à voyager souvent au Canada et à l'étranger.

La préférence sera accordée aux citoyens canadiens ainsi qu'aux résidents permanents du Canada.

La maîtrise des deux langues officielles est préférée.

Les candidatures, les mises en candidature et les lettres d'intérêt doivent être envoyées à Janet Wright & Associates Inc., 174, chemin Bedford, Bureau 200, Toronto (Ontario) M5R 2K9, par télécopieur au 416-923-8311 ou par courriel au cihr@jwasearch.com.

L'examen des candidatures commencera au début de janvier 2008.

Le gouvernement est déterminé à faire en sorte que ses nominations soient représentatives des régions du Canada et de ses langues officielles, ainsi que des femmes, des Autochtones, des personnes handicapées et des minorités visibles.

La personne sélectionnée doit se conformer aux *Lignes directrices en matière d'éthique à l'intention des titulaires de charge publique* et aux *Lignes directrices régissant les activités politiques des titulaires de charge publique*. Les lignes directrices sont affichées sur le site Web du gouverneur en conseil sous la rubrique Publications à l'adresse suivante : www.appointments-nominations.gc.ca.

The selected candidate will be subject to the *Conflict of Interest Act*. Public office holders appointed on a full-time basis must submit to the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner, within 60 days of appointment, a Confidential Report in which they disclose all of their assets, liabilities and outside activities. For more information, please visit the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner's Web site at www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

This notice has been placed in the *Canada Gazette* to assist the Governor in Council in identifying qualified candidates for this position. It is not, however, intended to be the sole means of recruitment.

For more information about the CIHR and its activities, please consult www.cihr-irsc.gc.ca.

Bilingual notices of vacancies will be produced in an alternative format (audio cassette, diskette, braille, large print, etc.) upon request. For further information, please contact Canadian Government Publishing, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

[49-1-o]

NOTICE OF VACANCY

ROYAL MILITARY COLLEGE OF CANADA

Principal (full-time position)

Location: Kingston, Ontario

Established in 1876, the Royal Military College of Canada (RMC) is a bilingual, military-civilian university that is proud of its heritage of producing leaders for the Canadian Forces and Canada. Its role is multifaceted and unique, and is dedicated to the education and development of leaders committed to serving Canada through a program that consists of four components: Academics, Military Leadership, Physical Fitness and Bilingualism. Located in the historic city of Kingston, against the beautiful backdrop of Lake Ontario, RMC has over 200 faculty and 500 staff and approximately 8 000 part-time and full-time graduate and undergraduate students in the Faculties of Arts, Science and Engineering.

The Principal is the key academic leader of RMC, accountable for defining the academic policy and frameworks for the College and for the operation of all academic and second-language activities of the institution. The Principal represents RMC both nationally and internationally, working to maintain and further promote the College as an accredited university of academic excellence.

As Principal, the ideal candidate should possess a PhD and a distinguished record of scholarship in a discipline appropriate to the College or an acceptable combination of equivalent education, job-related training and experience. He or she will be the key academic leader of RMC and the senior academic in the Department of National Defence. The qualified candidate will have a demonstrated track record of leadership and organizational management at the post-secondary level, including experience in the management of human and financial resources. The successful candidate will have experience interacting with various levels of government. He or she should have proven experience working on or with a board of directors or equivalent governing body.

La personne sélectionnée sera assujettie à la *Loi sur les conflits d'intérêts*. Les titulaires de charge publique nommés à temps plein doivent soumettre au Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique, dans les 60 jours qui suivent la date de leur nomination, un rapport confidentiel dans lequel ils déclarent leurs biens et exigences ainsi que leurs activités extérieures. Pour obtenir plus d'informations, veuillez visiter le site Web du Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique à l'adresse suivante : www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

Cette annonce paraît dans la *Gazette du Canada* afin de permettre au gouverneur en conseil de trouver des personnes qualifiées pour ce poste. Cependant, le recrutement ne se limite pas à cette seule façon de procéder.

Pour plus de renseignements sur les IRSC et leurs activités, consultez le site www.irsc-cihr.gc.ca.

Les avis de postes vacants sont disponibles dans les deux langues officielles en média substitut (audiocassette, disquette, braille, imprimé à gros caractères, etc.), et ce, sur demande. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les Éditions du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-941-5995 ou 1-800-635-7943.

[49-1-o]

AVIS DE POSTE VACANT

COLLÈGE MILITAIRE ROYAL DU CANADA

Recteur (poste à plein temps)

Lieu : Kingston (Ontario)

Fondé en 1876, le Collège militaire royal du Canada (CMR) est une université militaire et civile bilingue qui est fière de former des leaders pour les Forces canadiennes et notre pays. Le rôle multidimensionnel particulier qui lui a été confié l'amène à éduquer et à former des leaders engagés à servir le Canada. Le Collège s'acquiesce de ce rôle par l'application d'un programme constitué de quatre composantes, à savoir les études universitaires, l'enseignement militaire, le conditionnement physique et le bilinguisme. Situé dans la ville historique de Kingston, dans le décor merveilleux du lac Ontario, le CMR compte plus de 200 professeurs et 500 employés ainsi que quelque 8 000 étudiants des 1^{er}, 2^e et 3^e cycles inscrits à temps partiel et à temps plein à ses facultés des arts, des sciences et du génie.

Le recteur est le principal responsable universitaire du CMR. Il est chargé d'établir pour le Collège la politique et les cadres relatifs aux études ainsi que d'assurer le bon déroulement de toutes les activités universitaires et en langues secondes de l'institution. Il représente le CMR tant au pays qu'à l'étranger et travaille à maintenir et à promouvoir la réputation du Collège à titre d'université d'excellence reconnue.

Le nouveau recteur doit être titulaire d'un doctorat et posséder un savoir remarquable dans une discipline liée au Collège, ou un agencement équivalent et acceptable d'études, de formation et d'expérience. Il ou elle sera le principal responsable universitaire du CMR et l'universitaire supérieur du ministère de la Défense nationale. Le postulant doit démontrer qu'il a déjà occupé des postes requérant des capacités de leadership et de gestion organisationnelle dans le secteur de l'enseignement postsecondaire, de même que de la gestion de ressources humaines et financières. Le candidat retenu doit avoir déjà agi auprès de différents paliers de gouvernement. Il ou elle doit avoir siégé à un conseil de direction ou à un comité équivalent ou avoir travaillé auprès de l'un ou l'autre.

Candidates being considered for this position should have an in-depth understanding of the educational needs of the Canadian Forces. The ideal candidate will have an awareness and appreciation for the unique character and role of this national and military university. Knowledge and experience with the design, development and delivery of curricula at an undergraduate and postgraduate level will be important. Knowledge and experience with the design, development and funding of basic and applied research across a broad range of disciplines of interest to the Canadian Forces will also be a distinct asset.

The preferred candidate will have a demonstrated ability to formulate and execute strategic concepts and plans that will be necessary to maintain the long-standing tradition of the College as an institution of academic excellence. He or she will also have an ability to develop effective working relationships with Ministers and their staff, members of the Canadian Forces, senior government officials as well as other organizations. Qualified candidates will possess superior communication skills, both written and oral, and an ability to act as a spokesperson in dealing with stakeholders, media, public institutions, governments and other organizations. Outstanding leadership qualities, extensive consultative skills, high ethical standards, integrity, judgment, diplomacy and flexibility are required.

The successful candidate must be prepared to relocate to Kingston, Ontario, or to a location within reasonable commuting distance.

Proficiency in both official languages is preferred.

To explore this exciting opportunity further, please contact Ross Betts or Michael Bonikowsky of Ray & Berndtson Ottawa at 613-742-3203 (telephone) or michael.bonikowsky@rayberndtson.ca (email). To submit your resume and related information online, please visit www.rayberndtson.ca/en/careers/7213. Additional information is available upon request.

The Government is committed to ensuring that its appointments are representative of Canada's regions and official languages, as well as of women, Aboriginal peoples, disabled persons and visible minorities.

The preferred candidate must comply with the *Ethical Guidelines for Public Office Holders* and the *Guidelines for the Political Activities of Public Office Holders*. The guidelines are available on the Governor in Council Appointments Web site, under Publications, at www.appointments-nominations.gc.ca.

The selected candidate will be subject to the *Conflict of Interest Act*. Public office holders appointed on a full-time basis must submit to the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner, within 60 days of appointment, a Confidential Report in which they disclose all of their assets, liabilities and outside activities. For more information, please visit the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner's Web site at www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

This notice has been placed in the *Canada Gazette* to assist the Governor in Council in identifying qualified candidates for this position. It is not, however, intended to be the sole means of recruitment.

Additional details about the Royal Military College of Canada and its activities can be found on its Web site at www.rmc.ca.

Pour que leur dossier puisse être considéré, les candidats doivent avoir une connaissance approfondie des besoins des Forces canadiennes en matière d'éducation. Le candidat idéal doit saisir le caractère et le rôle uniques de cette université nationale et militaire. Il est important qu'il ait des connaissances et de l'expérience dans la conception, l'élaboration et la mise en place de programmes universitaires du premier cycle et des cycles supérieurs. Des connaissances et de l'expérience dans la conception, l'élaboration et le financement de programmes de recherche fondamentale et appliquée dans divers domaines d'intérêt pour les Forces canadiennes constituent également un réel atout.

La personne sélectionnée doit avoir une capacité démontrée à formuler et à exécuter les concepts et les plans stratégiques nécessaires au maintien de la longue tradition d'excellence du Collège. Elle doit aussi pouvoir cultiver de bonnes relations de travail avec les ministres et les membres de leur personnel, les membres des Forces canadiennes, les hauts fonctionnaires, ainsi qu'avec d'autres organismes. Les candidats qualifiés doivent posséder une grande aptitude à la communication orale et écrite et être capables d'agir comme porte-parole devant les intervenants, les médias, les institutions publiques, les gouvernements et d'autres organisations. Des qualités de leader exceptionnelles, une grande aptitude à la consultation et des normes éthiques élevées sont requises. Intégrité, jugement, diplomatie et souplesse sont aussi des qualités essentielles.

La personne sélectionnée doit être prête à s'établir à Kingston, en Ontario, ou dans une localité située à une distance raisonnable.

La maîtrise des deux langues officielles est préférée.

Pour en savoir plus sur cette occasion intéressante, veuillez communiquer avec Ross Betts ou Michael Bonikowsky de Ray & Berndtson Ottawa, par téléphone au 613-742-3203, ou par courriel à michael.bonikowsky@rayberndtson.ca. Pour présenter votre curriculum vitae et de l'information connexe en ligne, rendez-vous au site suivant : www.rayberndtson.ca/en/careers/7213. De plus amples renseignements seront fournis sur demande.

Le gouvernement est déterminé à faire en sorte que ses nominations soient représentatives des régions du Canada et de ses langues officielles, ainsi que des femmes, des Autochtones, des personnes handicapées et des minorités visibles.

La personne sélectionnée doit se conformer aux *Lignes directrices en matière d'éthique à l'intention des titulaires de charge publique* et aux *Lignes directrices régissant les activités politiques des titulaires de charge publique*. Les lignes directrices sont affichées sur le site Web du gouverneur en conseil sous la rubrique Publications à l'adresse suivante : www.appointments-nominations.gc.ca.

La personne sélectionnée sera assujettie à la *Loi sur les conflits d'intérêts*. Les titulaires de charge publique nommés à temps plein doivent soumettre au Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique, dans les 60 jours qui suivent la date de leur nomination, un rapport confidentiel dans lequel ils déclarent leurs biens et exigibilités ainsi que leurs activités extérieures. Pour obtenir plus d'informations, veuillez visiter le site Web du Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique à l'adresse suivante : www.parl.gc.ca/ciec-ccie.

Cette annonce paraît dans la *Gazette du Canada* afin de permettre au gouverneur en conseil de trouver des personnes qualifiées pour ce poste. Cependant, le recrutement ne se limite pas à cette seule façon de procéder.

Vous pouvez trouver des renseignements supplémentaires sur le Collège militaire royal du Canada et ses activités dans le site Web de celui-ci, à l'adresse suivante : www.rmc-cmr.ca.

Bilingual notices of vacancies will be produced in an alternative format (audio cassette, diskette, braille, large print, etc.) upon request. For further information, please contact Canadian Government Publishing, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

[49-1-o]

**DEPARTMENT OF PUBLIC SAFETY AND
EMERGENCY PREPAREDNESS**

CRIMINAL CODE

Designation as fingerprint examiner

Pursuant to subsection 667(5) of the *Criminal Code*, I hereby designate the following persons of the Royal Canadian Mounted Police as fingerprint examiners:

Shirley Johncox
Linda Jackson
Leslie Hurry
Marie-France Yates
Thomas Beaudry

Ottawa, November 18, 2007

RICHARD WEX
*Assistant Deputy Minister
Policing, Law Enforcement and
Interoperability Branch*

[49-1-o]

DEPARTMENT OF TRANSPORT

CANADA MARINE ACT

Vancouver Port Authority — Supplementary letters patent

**BY THE MINISTER OF TRANSPORT,
INFRASTRUCTURE AND COMMUNITIES**

WHEREAS Letters Patent were issued by the Minister of Transport for the Vancouver Port Authority (the "Authority") under the authority of the *Canada Marine Act* (the "Act"), effective March 1, 1999;

WHEREAS Schedule B of the Letters Patent describes the federal real property managed by the Authority;

WHEREAS in support of port operations the Authority wishes Her Majesty the Queen in Right of Canada to acquire from Her Majesty the Queen in Right of the Province of British Columbia, as represented by the British Columbia Transportation Financing Authority, the real property described below;

AND WHEREAS the board of directors of the Authority has requested the Minister of Transport, Infrastructure and Communities to issue Supplementary Letters Patent to add to Schedule B of the Letters Patent the real property described below;

Les avis de postes vacants sont disponibles dans les deux langues officielles en média substitut (audiocassette, disquette, braille, imprimé à gros caractères, etc.), et ce, sur demande. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les Éditions du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-941-5995 ou 1-800-635-7943.

[49-1-o]

**MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE ET DE LA
PROTECTION CIVILE**

CODE CRIMINEL

Désignation à titre d'inspecteur d'empreintes digitales

En vertu du paragraphe 667(5) du *Code criminel*, je nomme par la présente les personnes suivantes de la Gendarmerie royale du Canada à titre d'inspecteurs d'empreintes digitales :

Shirley Johncox
Linda Jackson
Leslie Hurry
Marie-France Yates
Thomas Beaudry

Ottawa, le 18 novembre 2007

*Le sous-ministre adjoint
Secteur de la police, de l'application
de la loi et de l'interopérabilité*

RICHARD WEX

[49-1-o]

MINISTÈRE DES TRANSPORTS

LOI MARITIME DU CANADA

*Administration portuaire de Vancouver — Lettres patentes
supplémentaires*

**PAR LE MINISTRE DES TRANSPORTS, DE
L'INFRASTRUCTURE ET DES COLLECTIVITÉS**

ATTENDU QUE des Lettres patentes ont été délivrées par le ministre des Transports à l'Administration portuaire de Vancouver (« Administration ») en vertu des pouvoirs prévus dans la *Loi maritime du Canada* (« Loi »), prenant effet le 1^{er} mars 1999;

ATTENDU QUE l'Annexe « B » des Lettres patentes décrit les immeubles fédéraux dont la gestion est confiée à l'Administration;

ATTENDU QUE pour appuyer les opérations du port, l'Administration désire que Sa Majesté la Reine du chef du Canada achète de Sa Majesté la Reine du chef de la Colombie-Britannique représentée par la British Columbia Transportation Financing Authority l'immeuble décrit ci-dessous;

ATTENDU QUE le conseil d'administration de l'Administration a demandé au ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités la délivrance de Lettres patentes supplémentaires pour ajouter à l'Annexe « B » des Lettres patentes l'immeuble décrit ci-dessous;

NOW THEREFORE under the authority of section 9 of the Act, the Letters Patent are amended by adding the real property described below at the end of the list of properties described in paragraph 2 of Schedule B of the Letters Patent:

PID Number	Description
026-108-518	Parcel A, Bed of the Strait of Georgia, Group 2, New Westminster District, Plan BCP12878

These Supplementary Letters Patent are to be effective on the date of registration in the Vancouver/New Westminster Land Title Office of the transfer documents evidencing the transfer of the real property described above from the British Columbia Transportation Financing Authority to Her Majesty the Queen in right of Canada.

Issued under my hand this 22nd day of November 2007.

The Honourable Lawrence Cannon, P.C., M.P.
Minister of Transport, Infrastructure and Communities

[49-1-o]

DEPARTMENT OF TRANSPORT

CANADA MARINE ACT

Vancouver Port Authority — Supplementary letters patent

**BY THE MINISTER OF TRANSPORT,
INFRASTRUCTURE AND COMMUNITIES**

WHEREAS Letters Patent were issued by the Minister of Transport for the Vancouver Port Authority (“Authority”) under the authority of the *Canada Marine Act* (“Act”) effective March 1, 1999;

WHEREAS in support of port operations the Authority wishes to acquire from Goodwin Johnson Ltd. the real property described below;

WHEREAS Schedule C of the Letters Patent describes the real property, other than federal real property, held or occupied by the Authority;

WHEREAS the board of directors of the Authority has requested the Minister of Transport, Infrastructure and Communities to issue Supplementary Letters Patent to add to Schedule C of the Letters Patent the real property described below;

NOW THEREFORE under the authority of section 9 of the Act, the Letters Patent are amended by adding to Schedule C of the Letters Patent the real property described as follows:

PID Number	Description
002-973-871	Parcel “B” (BY156434E) (Reference Plan 1608), District Lot 218, Group 1, New Westminster District
002-973-821	Parcel “A” (BY156434E) (Explanatory Plan 70), District Lot 218, Group 1, New Westminster District

À CES CAUSES, en vertu de l’article 9 de la Loi, les Lettres patentes sont modifiées par l’adjonction de l’immeuble décrit ci-dessous à la fin de la liste des immeubles décrits au paragraphe 2 de l’Annexe « B » des Lettres patentes :

Numéro IDP	Description
026-108-518	Parcelle A, lit du détroit de Georgie, groupe 2, district de New Westminster, plan BCP12878

Ces Lettres patentes supplémentaires entreront en vigueur à la date où sera enregistré au Bureau d’enregistrement des titres fonciers de Vancouver/New Westminster le transfert des documents attestant du transfert de l’immeuble décrit ci-dessus de la British Columbia Transportation Financing Authority à Sa Majesté la Reine du chef du Canada.

Délivrées sous mon seing ce 22^e jour de novembre 2007.

L’honorable Lawrence Cannon, C.P., député
Ministre des Transports, de l’Infrastructure et des Collectivités

[49-1-o]

MINISTÈRE DES TRANSPORTS

LOI MARITIME DU CANADA

Administration portuaire de Vancouver — Lettres patentes supplémentaires

**PAR LE MINISTRE DES TRANSPORTS,
DE L’INFRASTRUCTURE ET DES COLLECTIVITÉS**

ATTENDU QUE des Lettres patentes ont été délivrées par le ministre des Transports à l’Administration portuaire de Vancouver (« Administration ») en vertu des pouvoirs prévus dans la *Loi maritime du Canada* (« Loi »), prenant effet le 1^{er} mars 1999;

ATTENDU QUE, pour appuyer les opérations du port, l’Administration désire acquérir de Goodwin Johnson Ltd. les biens réels décrits ci-après;

ATTENDU QUE l’Annexe « C » des Lettres patentes décrit les biens réels, autres que les biens réels fédéraux, que l’Administration détient ou occupe;

ATTENDU QUE le conseil d’administration de l’Administration a demandé au ministre des Transports, de l’Infrastructure et des Collectivités de délivrer des Lettres patentes supplémentaires pour ajouter à l’Annexe « C » des Lettres patentes les biens réels décrits ci-après;

À CES CAUSES, en vertu de l’article 9 de la Loi, les Lettres patentes sont modifiées par l’ajout, à l’Annexe « C » des Lettres patentes, des biens réels décrits ci-après :

Numéro IDP	Description
002-973-871	Parcelle « B » (BY156434E) (plan de référence 1608), lot de district 218, groupe 1, district de New Westminster
002-973-821	Parcelle « A » (BY156434E) (plan explicatif 70), lot de district 218, groupe 1, district de New Westminster

These Supplementary Letters Patent are to be effective on the date of registration in the New Westminster Land Title Office of the transfer documents evidencing the transfer of the real property described above from Goodwin Johnson Ltd. to the Authority.

Les présentes Lettres patentes supplémentaires entreront en vigueur à la date où seront enregistrés au bureau d'enregistrement des titres fonciers de New Westminster les documents de transfert attestant le transfert des biens réels décrits ci-dessus de Goodwin Johnson Ltd. à l'Administration.

Issued under my hand this 22nd day of November 2007.

Délivrées sous mon seing le 22^e jour de novembre 2007.

The Honourable Lawrence Cannon, P.C., M.P.
Minister of Transport, Infrastructure and Communities

L'honorable Lawrence Cannon, C.P., député
Ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités

[49-1-o]

[49-1-o]

PARLIAMENT

HOUSE OF COMMONS

Second Session, Thirty-Ninth Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on October 13, 2007.

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

PARLEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES

Deuxième session, trente-neuvième 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 13 octobre 2007.

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

COMMISSIONS**CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL****DECISION***Appeal No. AP-2006-041*

Notice is hereby given that the Canadian International Trade Tribunal made a decision on November 29, 2007, with respect to an appeal filed by Canadian Tire Corporation Limited from a decision of the President of the Canada Border Services Agency dated September 26, 2006, with respect to a request for redetermination under subsection 60(4) of the *Customs Act*.

The appeal, heard on September 13, 2007, under subsection 67(1) of the *Customs Act*, was dismissed.

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

Ottawa, November 29, 2007

HÉLÈNE NADEAU
Secretary

[49-1-o]

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

Notice is hereby given that, after completing its inquiry, the Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) made a determination (File No. PR-2007-025) on November 2, 2007, with respect to a complaint filed by TPG Technology Consulting Limited (TPG), of Ottawa, Ontario, under subsection 30.11(1) of the *Canadian International Trade Tribunal Act*, R.S.C. 1985 (4th Supp.), c. 47, concerning a procurement (Solicitation No. EN869-040407/A) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC). The solicitation was for the provision of engineering and technical services.

TPG alleged that PWGSC improperly modified the evaluation methodology set out in the Request for Proposal after the closing date and that, therefore, bids were not evaluated in accordance with the published evaluation methodology and criteria.

Having examined the evidence presented by the parties and considered the provisions of the *Agreement on Internal Trade*, the *North American Free Trade Agreement* and the *Agreement on Government Procurement*, the Tribunal determined that the complaint was valid.

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

Ottawa, November 29, 2007

HÉLÈNE NADEAU
Secretary

[49-1-o]

COMMISSIONS**TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR****DÉCISION***Appel n° AP-2006-041*

Avis est donné par la présente que le Tribunal canadien du commerce extérieur a rendu une décision le 29 novembre 2007 concernant un appel interjeté par La Société Canadian Tire Limitée à la suite d'une décision du président de l'Agence des services frontaliers du Canada rendue le 26 septembre 2006 concernant une demande de réexamen aux termes du paragraphe 60(4) de la *Loi sur les douanes*.

L'appel, entendu le 13 septembre 2007 aux termes du paragraphe 67(1) de la *Loi sur les douanes*, a été rejeté.

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

Ottawa, le 29 novembre 2007

Le secrétaire
HÉLÈNE NADEAU

[49-1-o]

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

Avis est donné par la présente que le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal), à la suite de son enquête, a rendu une décision (dossier n° PR-2007-025) le 2 novembre 2007 concernant une plainte déposée par TPG Technology Consulting Limited (TPG), d'Ottawa (Ontario), aux termes du paragraphe 30.11(1) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur*, L.R.C. 1985 (4^e supp.), c. 47, au sujet d'un marché (invitation n° EN869-040407/A) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC). L'invitation portait sur la prestation de services techniques et d'ingénierie.

TPG alléguait que TPSGC avait, après la date de clôture des soumissions, incorrectement modifié la méthode d'évaluation énoncée dans la demande de proposition et que, par conséquent, les soumissions n'avaient pas été évaluées selon la méthode d'évaluation et les critères publiés.

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

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

Ottawa, le 29 novembre 2007

Le secrétaire
HÉLÈNE NADEAU

[49-1-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).

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

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**DECISIONS**

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

2007-402

November 26, 2007

Open Learning Agency, on behalf of a corporation to be incorporated under the name of Knowledge Network Corporation Burnaby, British Columbia

Approved — Acquisition of the assets of the Knowledge Network.

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 Professionnel, Pièce 103, 2125, 11^e 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).

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

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.

2007-402

Le 26 novembre 2007

Open Learning Agency, au nom d'une société devant être constituée sous le nom de Knowledge Network Corporation Burnaby (Colombie-Britannique)

Approuvé — Acquisition de l'actif de Knowledge Network.

2007-403	<i>November 27, 2007</i>	2007-403	<i>Le 27 novembre 2007</i>
Société de télédiffusion du Québec Various locations in Québec		Société de télédiffusion du Québec Diverses localités au Québec	
Renewed — Broadcasting licences for the television network Télé-Québec and the television programming undertaking CIMV-TV Montréal and its transmitters until August 31, 2009.		Renouvelé — Licences de radiodiffusion du réseau de télévision Télé-Québec et de l'entreprise de programmation de télévision CIMV-TV Montréal et de ses émetteurs jusqu'au 31 août 2009.	
2007-404	<i>November 28, 2007</i>	2007-404	<i>Le 28 novembre 2007</i>
Bienesh Intl Network Inc. Across Canada		Bienesh Intl Network Inc. L'ensemble du Canada	
Approved — Acquisition of the assets of the national, Farsi-language Category 2 specialty programming service to be known as Arya TV.		Approuvé — Acquisition de l'actif du service national de programmation d'émissions spécialisées de catégorie 2 de langue farsi, devant être connu sous le nom d'Arya TV.	
Approved — New broadcasting licence to operate Arya TV and an extension of the time limit to commence operations to October 8, 2008.		Approuvé — Exploitation d'Arya TV et prorogation du délai de mise en exploitation au 8 octobre 2008.	
2007-405	<i>November 29, 2007</i>	2007-405	<i>Le 29 novembre 2007</i>
Cochrane Polar Bear Radio Club Cochrane, Ontario		Cochrane Polar Bear Radio Club Cochrane (Ontario)	
Denied — FM radio programming undertaking in Cochrane.		Refusé — Entreprise de programmation de radio FM à Cochrane.	
2007-406	<i>November 29, 2007</i>	2007-406	<i>Le 29 novembre 2007</i>
Burlingham Communications Inc. Hamilton/Burlington and Peterborough, Ontario		Burlingham Communications Inc. Hamilton/Burlington et Peterborough (Ontario)	
Denied — Rebroadcast transmitter at Peterborough.		Refusé — Réémetteur à Peterborough.	
2007-407	<i>November 29, 2007</i>	2007-407	<i>Le 29 novembre 2007</i>
Burlingham Communications Inc. Hamilton/Burlington and Ottawa, Ontario		Burlingham Communications Inc. Hamilton/Burlington et Ottawa (Ontario)	
Denied — Rebroadcast transmitter at Ottawa.		Refusé — Réémetteur à Ottawa.	
2007-408	<i>November 30, 2007</i>	2007-408	<i>Le 30 novembre 2007</i>
The Score Television Network Ltd., on its behalf and on behalf of its wholly owned subsidiary 2139846 Ontario Inc. Across Canada		The Score Television Network Ltd., en son nom et au nom de sa filiale à part entière 2139846 Ontario Inc. L'ensemble du Canada	
Approved — Corporate reorganization involving a transfer of effective control and an acquisition of assets.		Approuvé — Réorganisation intrasociété comprenant notamment un transfert de contrôle effectif et une acquisition d'actif.	
2007-409	<i>November 30, 2007</i>	2007-409	<i>Le 30 novembre 2007</i>
Asian Zone Television Inc. Across Canada		Asian Zone Television Inc. L'ensemble du Canada	
Approved — Acquisition of assets from Golden Tunes Productions Inc.		Approuvé — Acquisition d'actif de Golden Tunes Productions Inc.	
2007-410	<i>November 30, 2007</i>	2007-410	<i>Le 30 novembre 2007</i>
CTV Limited Halifax, Nova Scotia		CTV limitée Halifax (Nouvelle-Écosse)	
Approved — Conversion of CJCH Halifax to the FM band.		Approuvé — Conversion de CJCH Halifax à la bande FM.	
2007-411	<i>November 30, 2007</i>	2007-411	<i>Le 30 novembre 2007</i>
Encore Avenue Ltd. Edmonton, Alberta		Encore Avenue Ltd. Edmonton (Alberta)	
Approved — Authorization to permit one of the multiplexed program channels of the regional, English-language general interest pay television programming undertaking known as Encore Avenue		Approuvé — Autorisation de distribuer en clair l'une des chaînes d'émissions multiplexes de son entreprise régionale de programmation de télévision payante d'intérêt général de langue anglaise,	

to be distributed on unencrypted basis on one of the discretionary analog tiers of Shaw Communications Inc.'s cable broadcasting distribution undertakings serving communities in western Canada.

[49-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

PUBLIC HEARING 2007-10-4

Review of the regulatory frameworks for broadcasting distribution undertakings and discretionary programming services

The Commission clarifies that it considers issues related to distant signals to be within the scope of this proceeding. The Commission will therefore accept proposals, comments and evidence regarding the impact of distant signals and the impact of their importation into local markets as part of the proposals and comments on a fee for the distribution of over-the-air television signals to be submitted by January 25, 2008.

As part of the submissions to be filed by January 25, 2008, parties may file comments updating their original proposals and comments that were filed by October 19, 2007, to reflect the fact that the fee-for-carriage issue, including issues related to distant signals, has been included in the proceeding.

The Commission is also establishing a revised date of February 22, 2008, for the filing of replies in the proceeding.

November 30, 2007

[49-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

PUBLIC HEARING 2007-13-3

Further to its Broadcasting Notices of Public Hearing CRTC 2007-13, 2007-13-1 and 2007-13-2, dated October 4 and 19 and November 23, 2007, relating to a public hearing which will be held on December 5, 2007, at 9:30 a.m., at the Conference Centre, Portage IV, 140 Promenade du Portage, Gatineau, Quebec, the Commission announces that the following item is withdrawn from this public hearing and will be rescheduled at a later date:

Item 16

Montréal, Quebec
Application No. 2007-0844-8

Application by Télévision communautaire Frontenac for a licence to operate a community programming undertaking in the service area of Bell Canada which operates a Class 1 broadcasting distribution undertaking in Montréal, Quebec.

November 28, 2007

[49-1-o]

Encore Avenue, à l'un des volets analogiques facultatifs des entreprises de distribution de radiodiffusion par câble de Shaw Communications Inc. desservant des collectivités de l'ouest du Canada.

[49-1-o]

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AUDIENCE PUBLIQUE 2007-10-4

Révision des cadres de réglementation des entreprises de distribution de radiodiffusion et des services de programmation facultatifs

Le Conseil tient à préciser qu'il estime que les questions relatives aux signaux éloignés sont des sujets pertinents à la présente instance. Le Conseil acceptera donc que soient soumises des propositions, des observations et des preuves concernant l'incidence des signaux éloignés et les conséquences de leur importation dans les marchés locaux, avec les propositions et les observations sur le tarif de distribution des signaux de télévision en direct à déposer au plus tard le 25 janvier 2008.

Afin de bien refléter le fait que l'on a intégré à cette instance la question du tarif de distribution, y compris les discussions reliées aux signaux éloignés, les parties pourront présenter dans leurs mémoires à déposer d'ici le 25 janvier 2008 des mises à jour de leurs observations et propositions originales qui devaient être soumises au Conseil en date du 19 octobre dernier.

Le Conseil annonce également que le 22 février 2008 est la nouvelle date de dépôt des réponses pour cette instance.

Le 30 novembre 2007

[49-1-o]

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AUDIENCE PUBLIQUE 2007-13-3

À la suite de ses avis d'audience publique de radiodiffusion CRTC 2007-13, 2007-13-1 et 2007-13-2 du 4 et 19 octobre et du 23 novembre 2007, relativement à l'audience publique qui aura lieu le 5 décembre 2007, à 9 h 30, au Centre de conférences, Portage IV, 140, promenade du Portage, Gatineau (Québec), le Conseil annonce que l'article suivant est retiré de cette audience publique et sera reporté à une date ultérieure :

Article 16

Montréal (Québec)
Numéro de demande 2007-0844-8

Demande présentée par Télévision communautaire Frontenac en vue d'obtenir une licence visant l'exploitation d'un service de programmation communautaire dans la zone de desserte de Bell Canada qui exploite une entreprise de distribution de radiodiffusion de classe 1 à Montréal (Québec).

Le 28 novembre 2007

[49-1-o]

PUBLIC SERVICE COMMISSION**PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT***Leave granted*

The Public Service Commission of Canada, pursuant to section 116 of the *Public Service Employment Act*, hereby gives notice that it has granted a leave of absence without pay during the election period, pursuant to subsection 114(5) of the said Act, to Terrill Young, Program Officer (PM-01), Agriculture and Agri-Food Canada, Regina, Saskatchewan, to be a candidate in the Saskatchewan provincial election that will be held on November 7, 2007, for the electoral district of Regina Coronation Park.

This leave is effective as of November 6, 2007, the date on which Ms. Young accepted in writing the conditions of this leave.

November 28, 2007

MARIA BARRADOS
President

[49-1-o]

COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE**LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE***Congé accordé*

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, aux termes du paragraphe 114(5) de ladite loi, un congé sans solde pendant la période électorale à Terrill Young, agente de programme (PM-01), Agriculture et Agroalimentaire Canada, Regina (Saskatchewan), pour être candidate à l'élection provinciale de Saskatchewan qui aura lieu le 7 novembre 2007, pour la circonscription de Regina Coronation Park.

Ce congé commencera le 6 novembre 2007, date à laquelle M^{me} Young a signifié, par écrit, qu'elle acceptait les conditions de ce congé.

Le 28 novembre 2007

La présidente
MARIA BARRADOS

[49-1-o]

MISCELLANEOUS NOTICES**THE BEATRICE WATSON-ACHESON FOUNDATION****RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that The Beatrice Watson-Acheson Foundation has changed the location of its head office to the city of Lisle, province of Ontario.

November 19, 2007

GORDON BURTT
President

[49-1-o]

CANADIAN AIRBORNE FORCES MUSEUM**SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that the Canadian Airborne Forces Museum, located at Canadian Forces Base Petawawa, intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter, pursuant to the *Canada Corporations Act*. Such action is being taken in order not to compromise the future charitable status of the museum.

December 8, 2007

R. W. McBRIDE
Chairman of the Board of Directors

[49-1-o]

CANADIAN EDUCATION ALLIANCE**SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that Canadian Education Alliance intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter, pursuant to the *Canada Corporations Act*.

November 23, 2007

JAMES YELLOWLEES
Managing Director

[49-1-o]

CANADIAN MENTAL HEALTH ASSOCIATION**RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that the Canadian Mental Health Association has changed the location of its head office to the city of Ottawa, province of Ontario.

November 26, 2007

Dr. TAYLOR ALEXANDER
Chief Executive Officer

[49-1-o]

AVIS DIVERS**THE BEATRICE WATSON-ACHESON FOUNDATION****CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné que The Beatrice Watson-Acheson Foundation a changé le lieu de son siège social qui est maintenant situé à Lisle, province d'Ontario.

Le 19 novembre 2007

Le président
GORDON BURTT

[49-1-o]

MUSÉE DES FORCES AÉROPORTÉES CANADIENNES**ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que le Musée des Forces aéroportées canadiennes, qui se trouve à la Base des Forces canadiennes Petawawa, demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu de la *Loi sur les corporations canadiennes*. Cette démarche vise à ne pas empêcher le musée d'obtenir le statut d'organisme sans but lucratif.

Le 8 décembre 2007

Le président du conseil d'administration
R. W. McBRIDE

[49-1-o]

CANADIAN EDUCATION ALLIANCE**ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que Canadian Education Alliance demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 23 novembre 2007

Le directeur général
JAMES YELLOWLEES

[49-1-o]

ASSOCIATION CANADIENNE POUR LA SANTÉ MENTALE**CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné que l'Association canadienne pour la santé mentale a changé le lieu de son siège social qui est maintenant situé à Ottawa, province d'Ontario.

Le 26 novembre 2007

Le chef de la direction
D' TAYLOR ALEXANDER

[49-1-o]

CASABLANCA FOUNDATION**RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that CASABLANCA FOUNDATION has changed the location of its head office to the city of Kelowna, province of British Columbia.

November 29, 2007

CHRIS JO ELLOM

President

[49-1-o]

CASABLANCA FOUNDATION**CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné que CASABLANCA FOUNDATION a changé le lieu de son siège social qui est maintenant situé à Kelowna, province de la Colombie-Britannique.

Le 29 novembre 2007

Le président

CHRIS JO ELLOM

[49-1-o]

DEPARTMENT OF FISHERIES AND OCEANS**PLANS DEPOSITED**

The Department of Fisheries and Oceans, Small Craft Harbours Branch, hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Department of Fisheries and Oceans, Small Craft Harbours Branch, has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the Registry of Deeds, Land Registry District of Kings County, Prince Edward Island, under deposit No. 33030, a description of the site and plans of the existing wharves, launching ramp, floating docks and shore protection works at Georgetown, Kings County, Prince Edward Island, in lot bearing PID 172973, property of Her Majesty the Queen in right of Canada.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of this notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Halifax, November 30, 2007

DEPARTMENT OF FISHERIES AND OCEANS

[49-1-o]

MINISTÈRE DES PÊCHES ET DES OCÉANS**DÉPÔT DE PLANS**

La Direction des ports pour petits bateaux du ministère des Pêches et des Océans donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Direction des ports pour petits bateaux du ministère des Pêches et des Océans a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau d'enregistrement des titres du district d'enregistrement du comté de Kings (Île-du-Prince-Édouard), sous le numéro de dépôt 33030, une description de l'emplacement et les plans des quais, des quais à encoffrement, de la rampe d'accès à l'eau, des jetées flottantes et des ouvrages de protection du rivage actuels à Georgetown, dans le comté de Kings, à l'Île-du-Prince-Édouard, dans le lot qui porte le NIP 172973, propriété de Sa Majesté la Reine du chef du Canada.

Les commentaires relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime peuvent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Halifax, le 30 novembre 2007

MINISTÈRE DES PÊCHES ET DES OCÉANS

[49-1-o]

GIKI-CANADA**RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that GIKI-CANADA has changed the location of its head office to the city of Toronto, province of Ontario.

November 19, 2007

RICHARD WONG

Secretary

[49-1-o]

GIKI-CANADA**CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné que GIKI-CANADA a changé le lieu de son siège social qui est maintenant situé à Toronto, province d'Ontario.

Le 19 novembre 2007

Le secrétaire

RICHARD WONG

[49-1-o]

HAMILTON CONSERVATION AUTHORITY**PLANS DEPOSITED**

The Hamilton Conservation Authority hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Hamilton Conservation Authority has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the Land Registry Office for the Registry Division of Wentworth, at 119 King Street W, 4th Floor, Hamilton, Ontario, under deposit No. VM2747S1, a description of the site and plans of the existing dam and proposed safety boom across Spencer Creek, at Christie Lake Dam, within the Christie Lake Conservation Area, in front of Lot 6, Concession 2.

Comments may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 100 Front Street S, Sarnia, Ontario N7T 2M4. However, comments will be considered only if they are in writing, are received not later than 30 days after the date of publication of this notice and are related to the effects of this work on marine navigation. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Hamilton, November 19, 2007

KATHERINE J. MENYES

*Director
Watershed Planning and Engineering*

[49-1-o]

KASABONIKA LAKE FIRST NATION**PLANS DEPOSITED**

The Kasabonika Lake First Nation hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Kasabonika Lake First Nation has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Kenora, at 220 Main Street S, Kenora, Ontario P9N 1T2, under deposit No. R33395, a description of the site and plans for the installation of a HDPE DR11 sanitary force main measuring 2 180 m in length and 200 mm in diameter on the bottom of Kasabonika Lake, from the community to the new lagoon site on the mainland (geo-reference coordinates: NAD83 16U from 5932500N, 393550E to 5930061N, 393793E); and, for the proposed lagoon access road, the installation of a 36-m clear-span, single-lane bridge over an unnamed creek at the southwest end of Kasabonika Lake (geo-reference coordinates: NAD83 16U 5930299N, 392218E).

Comments may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 100 Front Street S, Sarnia, Ontario N7T 2M4. However, comments will be considered only if they are in writing, are received not later than 30 days after the date of publication of this notice and are related to the effects of this work on marine navigation. Although all comments

OFFICE DE PROTECTION DE LA NATURE DE LA RÉGION DE HAMILTON**DÉPÔT DE PLANS**

L'Office de protection de la nature de la région de Hamilton donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. L'Office de protection de la nature de la région de Hamilton a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau d'enregistrement de la circonscription foncière de Wentworth, situé au 119, rue King Ouest, 4^e étage, Hamilton (Ontario), sous le numéro de dépôt VM2747S1, une description de l'emplacement et les plans du barrage actuel et de l'estacade de sécurité que l'on propose de construire au-dessus du ruisseau Spencer, au barrage Christie Lake, à l'intérieur de la Christie Lake Conservation Area, en face du lot 6, concession 2.

Les commentaires éventuels doivent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 100, rue Front Sud, Sarnia (Ontario) N7T 2M4. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit, reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis et relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Hamilton, le 19 novembre 2007

Le directeur

Planification et conception du bassin hydrographique
KATHERINE J. MENYES

[49-1-o]

KASABONIKA LAKE FIRST NATION**DÉPÔT DE PLANS**

La Kasabonika Lake First Nation donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Kasabonika Lake First Nation a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement de Kenora, situé au 220, rue Main Sud, Kenora (Ontario) P9N 1T2, sous le numéro de dépôt R33395, une description de l'emplacement et les plans de l'installation d'une conduite de refoulement sanitaire HDPE DR11 ayant 2 180 m de longueur et 200 mm de diamètre au fond du lac Kasabonika, de la collectivité au site de la nouvelle lagune sur la terre ferme (coordonnées de référence géographique : NAD83 16U de 5932500N, 393550E à 5930061N, 393793E); pour le chemin d'accès à la lagune proposé, l'installation d'un pont à portée libre, d'une voie, d'une longueur de 36 m, au-dessus d'un ruisseau non désigné, à l'extrémité sud-ouest du lac Kasabonika (coordonnées de référence géographique : NAD83 16U 5930299N, 392218E).

Les commentaires éventuels doivent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 100, rue Front Sud, Sarnia (Ontario) N7T 2M4. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit, reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis et relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime seront considérés.

conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Kasabonika Lake, November 27, 2007

ENO H. ANDERSON
Deputy Chief

[49-1-o]

Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Kasabonika Lake, le 27 novembre 2007

Le chef adjoint
ENO H. ANDERSON

[49-1]

MINISTRY OF NATURAL RESOURCES OF ONTARIO

PLANS DEPOSITED

The Ministry of Natural Resources of Ontario, Ontario Parks, hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Ministry of Natural Resources of Ontario, Ontario Parks, has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Muskoka, at Bracebridge, Ontario, under deposit No. 373077, a description of the site and plans for the construction of two bridges over the Little East River, on the main park access road of Arrowhead Provincial Park, in the town of Huntsville, district of Muskoka.

Comments may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 100 Front Street S, Sarnia, Ontario N7T 2M4. However, comments will be considered only if they are in writing, are received not later than 30 days after the date of publication of this notice and are related to the effects of this work on marine navigation. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Huntsville, October 31, 2007

MINISTRY OF NATURAL RESOURCES OF ONTARIO

[49-1-o]

NB POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION

PLANS DEPOSITED

NB Power Distribution and Customer Service Corporation hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, NB Power Distribution and Customer Service Corporation has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Kent County, at Richibucto, New Brunswick, under deposit No. 24630775, a description of the site and plans for the rebuilding of a 270-m span single-phase (7.2 kV) aerial line, across the Molus River, at Bass River Point Road, in front of waterfront lots bearing PIDs 25090036 and 25083601.

MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES DE L'ONTARIO

DÉPÔT DE PLANS

Le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario, Parcs Ontario, donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. En vertu de l'article 9 de ladite loi, le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario, Parcs Ontario, a déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement de Muskoka, à Bracebridge (Ontario), sous le numéro de dépôt 373077, une description de l'emplacement et les plans de deux ponts que l'on propose de construire au-dessus de la rivière Little East, sur la route d'accès principale du parc provincial Arrowhead, à Huntsville, district de Muskoka.

Les commentaires éventuels doivent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 100, rue Front Sud, Sarnia (Ontario) N7T 2M4. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit, reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis et relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Huntsville, le 31 octobre 2007

MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES
DE L'ONTARIO

[49-1-o]

LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

DÉPÔT DE PLANS

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Kent, à Richibucto (Nouveau-Brunswick), sous le numéro de dépôt 24630775, une description de l'emplacement et les plans de la reconstruction d'une ligne aérienne monophasée (7,2 kV) d'une portée de 270 m au-dessus de la rivière Molus, au chemin Bass River Point, en face des lots de grève qui portent les NIP 25090036 et 25083601.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of this notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Fredericton, December 8, 2007

NB POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION

[49-1-o]

NB POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION

PLANS DEPOSITED

NB Power Distribution and Customer Service Corporation hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, NB Power Distribution and Customer Service Corporation has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Westmorland County, at Moncton, New Brunswick, under deposit No. 24629595, a description of the site and plans for the rebuilding of the existing single-phase (7.2 kV) aerial line (overhead distribution line) to a 139-m span three-phase (12.47 kV) aerial line, including communication cables, across the Shediac River, at Marc Poirier Bridge Road, in front of waterfront lots bearing PIDs 00876284 and 70094362.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of this notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Fredericton, December 8, 2007

NB POWER DISTRIBUTION AND CUSTOMER SERVICE CORPORATION

[49-1-o]

RURAL MUNICIPALITY OF DUFFERIN

PLANS DEPOSITED

The Rural Municipality of Dufferin hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Rural Municipality of Dufferin has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Morden, at 351 Stephen Street, Morden, Manitoba, under deposit Nos. R 1184 and R 1186, a

Les commentaires relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime peuvent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Fredericton, le 8 décembre 2007

LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

[49-1-o]

LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

DÉPÔT DE PLANS

La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Westmorland, à Moncton (Nouveau-Brunswick), sous le numéro de dépôt 24629595, une description de l'emplacement et les plans de la reconstruction de la ligne aérienne monophasée (7,2 kV) à une construction triphasée (12,47 kV) d'une portée de 139 m, y compris les câbles de communication, au-dessus de la rivière Shediac, au chemin Marc Poirier Bridge, en face des lots de grève qui portent les NIP 00876284 et 70094362.

Les commentaires relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime peuvent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Fredericton, le 8 décembre 2007

LA CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA CLIENTÈLE ÉNERGIE NB

[49-1-o]

RURAL MUNICIPALITY OF DUFFERIN

DÉPÔT DE PLANS

La Rural Municipality of Dufferin donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Rural Municipality of Dufferin a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement de Morden, situé au 351, rue Stephen, Morden

description of the site and plans for the replacement of an existing three-span vehicular concrete bridge with a single-span concrete bridge or a three-span concrete bridge, over the Boyne River, in the north half of Section 28, Township 6, Range 4W.

Comments may be directed to the Regional Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 9700 Jasper Avenue, Suite 1100, Edmonton, Alberta T5J 4E6. However, comments will be considered only if they are in writing, are received not later than 30 days after the date of publication of this notice and are related to the effects of this work on marine navigation. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Winnipeg, November 27, 2007

STANTEC CONSULTING LTD.
MIKE BOISSONNEAULT, P.Eng.
Structural Engineer

[49-1-o]

**TERRA NOVA INSURANCE COMPANY LIMITED
LLOYD'S UNDERWRITERS MARKEL SYNDICATE 3000
ASSUMPTION REINSURANCE TRANSACTION**

Notice is hereby given, in accordance with section 587.1 of the *Insurance Companies Act*, that Markel International Insurance Company Limited, carrying on business in Canada under the name Terra Nova Insurance Company Limited ("Terra Nova"), and Lloyd's Underwriters Markel Syndicate 3000 ("Markel") intend to make an application to the Minister of Finance, on or after January 8, 2008, for the Minister's approval for Terra Nova to cede all of its obligations in respect of risks in Canada under reinsurance contracts issued, written or assumed by it on or after April 1, 1993, to Markel and for Markel to reinsure, on an assumption basis, all such risks and assume all of Terra Nova's obligation thereunder.

The agreement will be open for inspection during regular business hours for a period of 30 days commencing December 8, 2007, at the following locations: Chief Agency of Terra Nova Insurance Company Limited, 40 King Street W, Scotia Plaza, Suite 2100, Toronto, Ontario M5H 3C2; or Lloyd's Underwriters Markel Syndicate 3000, c/o MINT Canadian Specialty Underwriters Limited, 145 King Street E, 5th Floor, Toronto, Ontario M5C 2Y7.

Toronto, December 8, 2007

TERRA NOVA INSURANCE COMPANY LIMITED
J. BRIAN REEVE
Chief Agent in Canada
LLOYD'S UNDERWRITERS MARKEL SYNDICATE 3000
ROBERT LEE
Managing Director

[49-1-o]

(Manitoba), sous les numéros de dépôt R 1184 et R 1186, une description de l'emplacement et les plans du remplacement du pont actuel en béton, à trois travées, au-dessus de la rivière Boyne, par un pont en béton à travée unique ou à trois travées dans la moitié nord de la section 28, canton 6, rang 4 Ouest.

Les commentaires éventuels doivent être adressés au Gestionnaire régional, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 9700, avenue Jasper, Bureau 1100, Edmonton (Alberta) T5J 4E6. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit, reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis et relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Winnipeg, le 27 novembre 2007

STANTEC CONSULTING LTD.
L'ingénieur de structures
MIKE BOISSONNEAULT, ing.

[49-1]

**TERRA NOVA INSURANCE COMPANY LIMITED
MARKEL SYNDICATE 3000, ASSUREURS DU LLOYD'S
TRANSACTION DE RÉASSURANCE AUX FINS DE PRISE
EN CHARGE**

Avis est par les présentes donné que, conformément à l'article 587.1 de la *Loi sur les sociétés d'assurances*, Markel International Insurance Company Limited, qui exerce ses activités au Canada sous la dénomination sociale Terra Nova Insurance Company Limited (« Terra Nova »), et Markel Syndicate 3000, assureurs du Lloyd's (« Markel ») ont l'intention de demander l'approbation du ministre des Finances pour que, à compter du 8 janvier 2008 : (i) Terra Nova puisse céder à Markel la totalité de ses obligations visant des risques au Canada ouverts par des contrats de réassurance qu'elle a établis, émis ou acceptés à compter du 1^{er} avril 1993; (ii) Markel puisse réassurer tous ces risques aux fins de prise en charge et accepter la totalité de l'obligation de Terra Nova qui en découle.

L'entente relative à la transaction pourra faire l'objet d'un examen aux heures normales d'ouverture pendant une période de 30 jours commençant le 8 décembre 2007 aux adresses ci-après : Agence principale de Terra Nova Insurance Company Limited, 40, rue King Ouest, Scotia Plaza, Bureau 2100, Toronto (Ontario) M5H 3C2; Markel Syndicate 3000, assureurs du Lloyd's, a/s MINT Canadian Specialty Underwriters Limited, 145, rue King Est, 5^e étage, Toronto (Ontario) M5C 2Y7.

Toronto, le 8 décembre 2007

TERRA NOVA INSURANCE COMPANY LIMITED
L'agent principal pour le Canada
J. BRIAN REEVE
MARKEL SYNDICATE 3000, ASSUREURS DU LLOYD'S
Le directeur général
ROBERT LEE

[49-1-o]

THE VICBIR FAMILY FOUNDATION**SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that The Vicbir Family Foundation intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter, pursuant to the *Canada Corporations Act*.

November 28, 2007

ROBERT W. M. BIRKS
President

[49-1-o]

VILLE DE SAGUENAY**PLANS DEPOSITED**

The Ville de Saguenay hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, the Ville de Saguenay has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Chicoutimi, county of Chicoutimi, at Saguenay, Quebec, under deposit No. 14 756 919, a description of the site and plans of a proposed ferry dock at Agésilas-Lepage Wharf, in Baie des Ha! Ha! Bay, on the Saguenay River, in the La Baie District, Saguenay, built on Lot 3 344 504 and on a part of the shoreline and submerged land lot.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Superintendent, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 901 Du Cap-Diamant Street, Suite 310, Québec, Quebec G1K 4K1. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of this notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Saguenay, November 19, 2007

PIERRE BRASSARD
Clerk

[49-1-o]

VINEYARD COMMUNITY CHURCH**SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that Vineyard Community Church intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter, pursuant to the *Canada Corporations Act*.

December 14, 2007

HOWARD LENOS
Chairperson, Board of Directors

[49-1-o]

THE VICBIR FAMILY FOUNDATION**ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que The Vicbir Family Foundation demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 28 novembre 2007

Le président
ROBERT W. M. BIRKS

[49-1-o]

VILLE DE SAGUENAY**DÉPÔT DE PLANS**

La Ville de Saguenay donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Ville de Saguenay a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement de Chicoutimi, comté de Chicoutimi, à Saguenay (Québec), sous le numéro de dépôt 14 756 919, une description de l'emplacement et les plans d'un quai d'accostage projeté au quai Agésilas-Lepage, dans la baie des Ha! Ha!, sur la rivière Saguenay, dans l'arrondissement de La Baie, à Saguenay, érigé sur le lot 3 344 504 et sur une partie du lot de grève et en eau profonde.

Les commentaires relatifs à l'effet de l'ouvrage sur la navigation maritime peuvent être adressés au Surintendant, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 901, rue du Cap-Diamant, Bureau 310, Québec (Québec) G1K 4K1. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication de cet avis seront considérés. Même si tous les commentaires répondant à ces exigences seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera envoyée.

Saguenay, le 19 novembre 2007

Le greffier
PIERRE BRASSARD

[49-1-o]

VINEYARD COMMUNITY CHURCH**ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que Vineyard Community Church demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 14 décembre 2007

Le président du conseil
HOWARD LENOS

[49-1-o]

INDEX

Vol. 141, No. 49 — December 8, 2007

(An asterisk indicates a notice previously published.)

COMMISSIONS**Canadian International Trade Tribunal**

- Appeal No. AP-2006-041 — Decision 3400
 Architect and engineering services — Determination 3400

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

- *Addresses of CRTC offices — Interventions..... 3401
 Decisions
 2007-402 to 2007-411..... 3401
 Public hearings
 2007-10-4 — Review of the regulatory frameworks
 for broadcasting distribution undertakings and
 discretionary programming services 3403
 2007-13-3..... 3403

Public Service Commission

- Public Service Employment Act
 Leave granted (Young, Terrill)..... 3404

GOVERNMENT NOTICES**Environment, Dept. of the**

- Canadian Environmental Protection Act, 1999
 Order 2007-87-09-02 Amending the Non-domestic
 Substances List..... 3382
 Permit No. 4543-2-03417, amended..... 3380
 Permit No. 4543-2-03442..... 3380
 Permit No. 4543-2-03445..... 3381

Foreign Affairs and International Trade, Dept. of

- Invitation to submit views — Trade negotiators are
 seeking views on the market access implications for
 Canadian trade in services of the enlargement of the
 European Union 3383

Industry, Dept. of

- Appointments..... 3384
 Radiocommunication Act
 DGRB-010-07 — Consultation on proposed conditions
 of licence to mandate roaming and antenna tower
 and site sharing and to prohibit exclusive site
 arrangements..... 3385
 DGTP-007-07 — Policy Framework for the Auction
 for Spectrum Licences for Advanced Wireless
 Services and other Spectrum in the 2 GHz Range 3389

Notice of Vacancies

- Canadian Human Rights Commission 3390
 Canadian Institutes of Health Research 3392
 Royal Military College of Canada 3394

Public Safety and Emergency Preparedness, Dept. of

- Criminal Code
 Designation as fingerprint examiner..... 3396

GOVERNMENT NOTICES — Continued**Transport, Dept. of**

- Canada Marine Act
 Vancouver Port Authority — Supplementary letters
 patent..... 3396

MISCELLANEOUS NOTICES

- Beatrice Watson-Acheson Foundation (The), relocation
 of head office..... 3405
 Canadian Airborne Forces Museum, surrender of charter.... 3405
 Canadian Education Alliance, surrender of charter 3405
 Canadian Mental Health Association, relocation of head
 office..... 3405
 CASABLANCA FOUNDATION, relocation of head
 office..... 3406
 Dufferin, Rural Municipality of, replacement of a concrete
 bridge over the Boyne River, Man. 3409
 Fisheries and Oceans, Department of, various works at
 Georgetown, P.E.I. 3406
 GIKI-CANADA, relocation of head office 3406
 Hamilton Conservation Authority, dam and safety boom
 across Spencer Creek, Ont. 3407
 Kasabonika Lake First Nation, various works at
 Kasabonika Lake, Ont. 3407
 NB Power Distribution and Customer Service Corporation,
 rebuilding of an aerial line across the Molus River,
 N.B. 3408
 NB Power Distribution and Customer Service Corporation,
 rebuilding of an aerial line across the Shediac River,
 N.B. 3409
 Ontario, Ministry of Natural Resources of, two bridges
 over the Little East River, Ont. 3408
 Saguenay, Ville de, ferry dock in Baie des Ha! Ha! Bay,
 Que. 3411
 Terra Nova Insurance Company Limited and Lloyd's
 Underwriters Markel Syndicate 3000, assumption
 reinsurance transaction 3410
 Vicbir Family Foundation (The), surrender of charter 3411
 Vineyard Community Church, surrender of charter 3411

PARLIAMENT**House of Commons**

- *Filing applications for private bills (Second Session,
 Thirty-Ninth Parliament)..... 3399

SUPPLEMENTS**Environment, Dept. of the**

- Canadian Environmental Protection Act, 1999
 Notice with respect to reporting of information on air
 pollutants, greenhouse gases and other substances
 for the 2006 calendar year

INDEX

Vol. 141, n° 49 — Le 8 décembre 2007

(L'astérisque indique un avis déjà publié.)

AVIS DIVERS

Association canadienne pour la santé mentale, changement de lieu du siège social.....	3405
Beatrice Watson-Acheson Foundation (The), changement de lieu du siège social.....	3405
Canadian Education Alliance, abandon de charte.....	3405
CASABLANCA FOUNDATION, changement de lieu du siège social.....	3406
Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (La), reconstruction d'une ligne aérienne au-dessus de la rivière Molus (N.-B.).....	3408
Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (La), reconstruction d'une ligne aérienne au-dessus de la rivière Shediac (N.-B.).....	3409
Dufferin, Rural Municipality of, remplacement d'un pont en béton au-dessus de la rivière Boyne (Man.).....	3409
GIKI-CANADA, changement de lieu du siège social.....	3406
Kasabonika Lake First Nation, divers travaux au lac Kasabonika (Ont.).....	3407
Musée des Forces aéroportées canadiennes, abandon de charte.....	3405
Office de protection de la nature de la région de Hamilton, barrage et estacade de sécurité au-dessus du ruisseau Spencer (Ont.).....	3407
Ontario, ministère des Richesses naturelles de l', deux ponts au-dessus de la rivière Little East (Ont.).....	3408
Pêches et des Océans, ministère des, divers travaux à Georgetown (Î.-P.-É.).....	3406
Saguenay, Ville de, quai d'accostage dans la baie des Ha! Ha! (Qc).....	3411
Terra Nova Insurance Company Limited et Markel Syndicate 3000, assureurs du Lloyd's, transaction de réassurance aux fins de prise en charge.....	3410
Vicbir Family Foundation (The), abandon de charte.....	3411
Vineyard Community Church, abandon de charte.....	3411

AVIS DU GOUVERNEMENT**Affaires étrangères et du Commerce international, min. des**

Invitation à soumettre des points de vue — Les négociateurs commerciaux du Canada souhaitent connaître le point de vue des Canadiens concernant l'incidence en matière d'accès aux marchés de l'élargissement de l'Union européenne sur le commerce canadien des services.....	3383
--	------

Avis de postes vacants

Collège militaire royal du Canada.....	3394
Commission canadienne des droits de la personne.....	3390
Instituts de recherche en santé du Canada.....	3392

AVIS DU GOUVERNEMENT (suite)**Environnement, min. de l'**

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)	
Arrêté 2007-87-09-02 modifiant la Liste extérieure.....	3382
Permis n° 4543-2-03417, modifié.....	3380
Permis n° 4543-2-03442.....	3380
Permis n° 4543-2-03445.....	3381

Industrie, min. de l'

Nominations.....	3384
Loi sur la radiocommunication	
DGRB-010-07 — Consultation au sujet de la proposition visant à rendre obligatoires l'itinérance, le partage des pylônes d'antennes et des emplacements, ainsi qu'à interdire l'exclusivité des emplacements.....	3385
DGTP-007-07 — Politique-cadre pour la délivrance de licences de spectre par enchères relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences dans la gamme de 2 GHz.....	3389

Sécurité publique et de la Protection civile, min. de la

Code criminel	
Désignation à titre d'inspecteur d'empreintes digitales....	3396

Transports, min. des

Loi maritime du Canada	
Administration portuaire de Vancouver — Lettres patentes supplémentaires.....	3396

COMMISSIONS**Commission de la fonction publique**

Loi sur l'emploi dans la fonction publique	
Congé accordé (Young, Terrill).....	3404

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

*Adresses des bureaux du CRTC — Interventions.....	3401
Audiences publiques	
2007-10-4 — Révision des cadres de réglementation des entreprises de distribution de radiodiffusion et des services de programmation facultatifs.....	3403
2007-13-3.....	3403

Décisions

2007-402 à 2007-411.....	3401
--------------------------	------

Tribunal canadien du commerce extérieur

Appel n° AP-2006-041 — Décision.....	3400
Services d'architecture et d'ingénierie — Décision.....	3400

PARLEMENT**Chambre des communes**

*Demandes introductives de projets de loi privés (deuxième session, trente-neuvième législature).....	3399
---	------

SUPPLÉMENTS**Environnement, min. de l'**

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)	
Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006	

Supplement
Canada Gazette, Part I
December 8, 2007



Supplément
Gazette du Canada, Partie I
Le 8 décembre 2007

**DEPARTMENT OF
THE ENVIRONMENT**

**MINISTÈRE DE
L'ENVIRONNEMENT**

**Notice with respect to reporting of information
on air pollutants, greenhouse gases and other
substances for the 2006 calendar year**

**Avis concernant la déclaration de l'information
sur les polluants atmosphériques, les gaz à
effet de serre et d'autres substances
pour l'année civile 2006**

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice with respect to reporting of information on air pollutants, greenhouse gases and other substances for the 2006 calendar year

Pursuant to paragraph 71(1)(b) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, notice is hereby given that the Minister of the Environment requires, or the purpose of assessing whether to control, or the manner in which to control, the substances listed in Schedule 1 to this notice, any person described in Schedule 2 to this notice who possesses or who may reasonably be expected to have access to the information required in Schedules 5 to 19 to this notice, to provide that information for the 2006 calendar year no later than May 31, 2008, 3 p.m. Eastern Time.

The person described in Schedule 2 shall provide the information in the Schedule that refers to the facility or facilities they operate.

If the person required to report in respect of a facility determines that the 2006 calendar year was an exceptional year in relation to the operation of that facility, the person may choose to report information for the 2005 calendar year, in addition to the information required to be reported for the 2006 calendar year. If the person chooses to report information for the 2005 calendar year, they shall identify the information that relates to 2005 and report it separately from the information that they shall report for the 2006 calendar year. In addition, the person shall provide the reason that the 2006 calendar year was exceptional in relation to the operation of the facility.

Pursuant to subsection 71(4) of the Act, the Minister of the Environment may, on request in writing from any person to whom this notice applies, extend the time or times within which the person shall comply with this notice.

Information required under this notice shall be submitted to the Minister of the Environment, Environmental Stewardship Branch, Regulatory Framework: Section 71, Environment Canada, Place Vincent-Massey, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec K1A 0H3.

Enquiries respecting this notice or its contents shall be addressed to the Environmental Stewardship Branch, Regulatory Framework: Section 71, Environment Canada, Place Vincent-Massey, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec K1A 0H3, 1-888-854-1804 (telephone), 1-800-465-7735 (for use by those who are hearing impaired who are equipped with TTY), 613-995-3663 (fax), CleanAirSection71@ec.gc.ca (email).

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

MIKE BEALE
Director General
Strategic Priorities Directorate
Environmental Stewardship Branch
 On behalf of the Minister of the Environment

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006

Avis est par les présentes donné, conformément à l'alinéa 71(1)b) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le ministre de l'Environnement exige, pour permettre de déterminer s'il y a lieu de prendre des mesures de contrôle, et la nature de celles-ci, en ce qui a trait aux substances précisées à l'annexe 1 du présent avis, que toute personne décrite à l'annexe 2 du présent avis détenant, ou pouvant raisonnablement y avoir accès, l'information décrite aux annexes 5 à 19 du présent avis, présente cette information pour l'année civile 2006 au plus tard le 31 mai 2008, à 15 h (heure de l'Est).

La personne décrite à l'annexe 2 doit fournir l'information requise par l'annexe qui s'applique à l'installation ou aux installations qu'elle exploite.

Si la personne tenue de produire une déclaration pour une installation détermine que l'année civile 2006 était une année exceptionnelle quant à l'exploitation de cette installation, elle peut choisir de déclarer l'information pour l'année civile 2005 en plus de l'information qui doit être déclarée pour l'année civile 2006. Si cette personne décide de déclarer l'information pour l'année civile 2005, elle doit souligner l'information relative à l'année 2005 et la présenter séparément de l'information qui doit être déclarée pour l'année civile 2006. De plus, elle doit donner la raison pour laquelle l'année civile 2006 a été exceptionnelle en ce qui a trait à l'exploitation de l'installation.

En vertu du paragraphe 71(4) de la Loi, le ministre de l'Environnement peut, sur demande écrite de toute personne à qui le présent avis s'applique, prolonger le délai dans lequel cette personne doit se conformer au présent avis.

L'information requise par le présent avis peut être transmise à l'adresse suivante : Ministre de l'Environnement, Direction générale de l'intendance environnementale, Cadre de réglementation : Article 71, Environnement Canada, Place-Vincent-Massey, 351, boulevard Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3.

Les questions relatives au présent avis ou à son contenu doivent être envoyées à l'adresse suivante : Direction générale de l'intendance environnementale, Cadre de réglementation : Article 71, Environnement Canada, Place-Vincent-Massey, 351, boulevard Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3, 1-888-854-1804 (téléphone), 1-800-465-7735 (pour les personnes malentendantes qui disposent d'un ATS), 613-995-3663 (télécopieur), Airpur-avis71@ec.gc.ca (courriel).

En vertu de l'article 313 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, toute personne qui fournit de l'information en réponse au présent avis peut, en même temps, demander par écrit que ces renseignements soient considérés comme étant confidentiels.

Le directeur général
Direction des priorités stratégiques
Direction générale de l'intendance environnementale
 MIKE BEALE
 Au nom du ministre de l'Environnement

SCHEDULE 1

SUBSTANCES

Part 1

Column 1 Item	Column 2 Substance	Column 3 CAS Registry Number ¹
1.	Total particulate matter (TPM), meaning all particulate matter with a diameter of less than or equal to 100 microns	*
2.	PM _{2.5} , meaning all particulate matter with a diameter of less than or equal to 2.5 microns	*
3.	PM ₁₀ , meaning respirable particulate matter less than or equal to 10 microns	*
4.	Oxides of nitrogen (NO _x), expressed as nitrogen dioxide	11104-93-1
5.	Sulphur oxides (SO _x), expressed as sulphur dioxide	*
6.	Sulphur dioxide, which has the molecular formula SO ₂	7446-09-5
7.	Volatile organic compounds (VOCs) as described at item 65 of the List of Toxic Substances — Schedule 1 to the <i>Canadian Environmental Protection Act, 1999</i> ²	*

* No single CAS registry number applies to this substance.

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

² Available at www.ec.gc.ca/CEPARegistry/subs_list/Toxicupdate.cfm

Part 2

Column 1 Item	Column 2 Substance	Column 3 CAS Registry Number ¹	Column 4 100-Year Global Warming Potential (GWP)
1.	Carbon dioxide, which has the molecular formula CO ₂	124-38-9	1
2.	Methane, which has the molecular formula CH ₄	74-82-8	21
3.	Nitrous oxide, which has the molecular formula N ₂ O	10024-97-2	310
4.	Sulphur hexafluoride, which has the molecular formula SF ₆	2551-62-4	23 900
5.	HFC-134a, which has the molecular formula C ₂ H ₂ F ₄ , and the structural formula CH ₂ FCF ₃ , when used as a cover gas or as a blowing agent	811-97-2	1 300
6.	Perfluoromethane, which has the molecular formula CF ₄	75-73-0	6 500
7.	Perfluoroethane, which has the molecular formula C ₂ F ₆	76-16-4	9 200

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

ANNEXE 1

SUBSTANCES

Partie 1

Colonne 1 Article	Colonne 2 Substance	Colonne 3 Numéro de registre CAS ¹
1.	Particules totales (TPM), toutes les particules de matière dont le diamètre est égal ou inférieur à 100 microns	*
2.	PM _{2,5} , toute particule de matière dont le diamètre est égal ou inférieur à 2,5 microns	*
3.	PM ₁₀ , toute particule de matière inhalable dont le diamètre est égal ou inférieur à 10 microns	*
4.	Oxydes d'azote (NO _x), exprimés sous forme de dioxyde d'azote	11104-93-1
5.	Oxydes de soufre (SO _x), exprimés sous forme de dioxyde de soufre	*
6.	Dioxyde de soufre, dont la formule moléculaire est SO ₂	7446-09-5
7.	Composés organiques volatils (COV) tels qu'ils sont décrits à l'article 65 de la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la <i>Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)</i> ²	*

* Aucun numéro de registre CAS ne s'applique à cette substance.

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

² Présentée sur le site www.ec.gc.ca/registrelcepe/subs_list/Toxicupdate.cfm

Partie 2

Colonne 1 Article	Colonne 2 Substance	Colonne 3 Numéro de registre CAS ¹	Colonne 4 Potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans (PRP)
1.	Dioxyde de carbone, dont la formule moléculaire est CO ₂	124-38-9	1
2.	Méthane, dont la formule moléculaire est CH ₄	74-82-8	21
3.	Oxyde nitreux, dont la formule moléculaire est N ₂ O	10024-97-2	310
4.	Hexafluorure de soufre, dont la formule moléculaire est SF ₆	2551-62-4	23 900
5.	HFC-134a, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₂ F ₄ et la formule de structure est CH ₂ FCF ₃ lorsqu'il est utilisé comme gaz de couverture ou comme gonflant	811-97-2	1 300
6.	Perfluorométhane, dont la formule moléculaire est CF ₄	75-73-0	6 500
7.	Perfluoroéthane, dont la formule moléculaire est C ₂ F ₆	76-16-4	9 200

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

Part 3

Column 1	Column 2	Column 3
Item	Substance	CAS Registry Number ¹
1.	Benzene, which has the molecular formula C ₆ H ₆	71-43-2
2.	Polycyclic aromatic hydrocarbons, including the following: a. Benzo(a)anthracene b. Benzo(a)phenanthrene c. Benzo(a)pyrene d. Benzo(b)fluoranthene e. Benzo(e)pyrene f. Benzo(g,h,i)perylene g. Benzo(j)fluoranthene h. Benzo(k)fluoranthene i. Dibenzo(a,j)acridine j. Dibenzo(a,h)anthracene k. Dibenzo(a,i)pyrene l. 7H-Dibenzo(c,g)carbazole m. Fluoranthene n. Indeno(1,2,3-c,d)pyrene o. Perylene p. Phenanthrene q. Acenaphthene r. Pyrene s. Acenaphthylene t. Fluorene u. Anthracene	56-55-3 218-01-9 50-32-8 205-99-2 192-97-2 191-24-2 205-82-3 207-08-9 224-42-0 53-70-3 189-55-9 194-59-2 206-44-0 193-39-5 198-55-0 85-01-8 83-32-9 129-00-0 208-96-8 86-73-7 120-12-7
3.	Mercury	7439-97-6
4.	Gaseous ammonia, which has the molecular formula NH ₃	7664-41-7
5.	Inorganic fluorides	*

* No single CAS registry number applies to this substance.

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

Part 4

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Substance	CAS Registry Number ¹	100-Year Global Warming Potential (GWP)
1.	HFC-23, which has the molecular formula CHF ₃	75-46-7	11 700
2.	HFC-32, which has the molecular formula CH ₂ F ₂	75-10-5	650
3.	HFC-41, which has the molecular formula CH ₃ F	593-53-3	150
4.	HFC-43-10mee, which has the molecular formula C ₅ H ₂ F ₁₀	138495-42-8	1 300
5.	HFC-125, which has the molecular formula C ₂ HF ₅	354-33-6	2 800
6.	HFC-134, which has the molecular formula C ₂ H ₂ F ₄	359-35-3	1 000
7.	HFC-134a, which has the molecular formula C ₂ H ₂ F ₄ , when used as a cover gas or as a blowing agent	811-97-2	1 300

Partie 3

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Substance	Numéro de registre CAS ¹
1.	Benzène, dont la formule moléculaire est C ₆ H ₆	71-43-2
2.	Hydrocarbures aromatiques polycycliques, incluant : a. Benzo(a)anthracène b. Benzo(a)phénanthrène c. Benzo(a)pyrène d. Benzo(b)fluoranthène e. Benzo(e)pyrène f. Benzo(g,h,i)pérylène g. Benzo(j)fluoranthène h. Benzo(k)fluoranthène i. Dibenzo(a,j)acridine j. Dibenzo(a,h)anthracène k. Dibenzo(a,i)pyrène l. 7H-dibenzo(c,g)carbazole m. Fluoranthène n. Indeno(1,2,3-c,d)pyrène o. Pérylène p. Phénanthrène q. Acénaphthène r. Pyrène s. Acénaphthylène t. Fluorène u. Anthracène	56-55-3 218-01-9 50-32-8 205-99-2 192-97-2 191-24-2 205-82-3 207-08-9 224-42-0 53-70-3 189-55-9 194-59-2 206-44-0 193-39-5 198-55-0 85-01-8 83-32-9 129-00-0 208-96-8 86-73-7 120-12-7
3.	Mercuré	7439-97-6
4.	Ammoniac gazeux, dont la formule moléculaire est NH ₃	7664-41-7
5.	Fluorures inorganiques	*

* Aucun numéro de registre CAS ne s'applique à cette substance.

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

Partie 4

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Substance	Numéro de registre CAS ¹	Potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans (PRP)
1.	HFC-23, dont la formule moléculaire est CHF ₃	75-46-7	11 700
2.	HFC-32, dont la formule moléculaire est CH ₂ F ₂	75-10-5	650
3.	HFC-41, dont la formule moléculaire est CH ₃ F	593-53-3	150
4.	HFC-43-10mee, dont la formule moléculaire est C ₅ H ₂ F ₁₀	138495-42-8	1 300
5.	HFC-125, dont la formule moléculaire est C ₂ HF ₅	354-33-6	2 800
6.	HFC-134, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₂ F ₄	359-35-3	1 000
7.	HFC-134a, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₂ F ₄ lorsqu'il est utilisé comme gaz de couverture ou comme gonflant	811-97-2	1 300

Part 4 — Continued

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Substance	CAS Registry Number ¹	100-Year Global Warming Potential (GWP)
8.	HFC-143, which has the molecular formula C ₂ H ₃ F ₃	430-66-0	300
9.	HFC-143a, which has the molecular formula C ₂ H ₃ F ₃	420-46-2	3 800
10.	HFC-152a, which has the molecular formula C ₂ H ₄ F ₂	75-37-6	140
11.	HFC-227ea, which has the molecular formula C ₃ HF ₇	431-89-0	2 900
12.	HFC-236fa, which has the molecular formula C ₃ H ₂ F ₆	690-39-1	6 300
13.	HFC-245ca, which has the molecular formula C ₃ H ₃ F ₅	679-86-7	560

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

Part 5

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Substance	CAS Registry Number ¹	Toxic Equivalency Factor
	Dioxins		
1.	2,3,7,8-Tetrachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	1746-01-6	1
2.	1,2,3,7,8-Pentachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	40321-76-4	0.5
3.	1,2,3,4,7,8-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	39227-28-6	0.1
4.	1,2,3,6,7,8-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	57653-85-7	0.1
5.	1,2,3,7,8,9-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	19408-74-3	0.1
6.	1,2,3,4,6,7,8-Heptachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	35822-46-9	0.01
7.	Octachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxin	3268-87-9	0.001
	Furans		
8.	2,3,7,8-Tetrachlorodibenzofuran	51207-31-9	0.1
9.	2,3,4,7,8-Pentachlorodibenzofuran	57117-31-4	0.5
10.	1,2,3,7,8-Pentachlorodibenzofuran	57117-41-6	0.05
11.	1,2,3,4,7,8-Hexachlorodibenzofuran	70648-26-9	0.1
12.	1,2,3,7,8,9-Hexachlorodibenzofuran	72918-21-9	0.1
13.	1,2,3,6,7,8-Hexachlorodibenzofuran	57117-44-9	0.1
14.	2,3,4,6,7,8-Hexachlorodibenzofuran	60851-34-5	0.1

Partie 4 (suite)

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Substance	Numéro de registre CAS ¹	Potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans (PRP)
8.	HFC-143, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₃ F ₃	430-66-0	300
9.	HFC-143a, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₃ F ₃	420-46-2	3 800
10.	HFC-152a, dont la formule moléculaire est C ₂ H ₄ F ₂	75-37-6	140
11.	HFC-227ea, dont la formule moléculaire est C ₃ HF ₇	431-89-0	2 900
12.	HFC-236fa, dont la formule moléculaire est C ₃ H ₂ F ₆	690-39-1	6 300
13.	HFC-245ca, dont la formule moléculaire est C ₃ H ₃ F ₅	679-86-7	560

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

Partie 5

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Substance	Numéro de registre CAS ¹	Facteur d'équivalence toxique
	Dioxines		
1.	2,3,7,8-Tétrachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	1746-01-6	1
2.	1,2,3,7,8-Pentachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	40321-76-4	0,5
3.	1,2,3,4,7,8-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	39227-28-6	0,1
4.	1,2,3,6,7,8-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	57653-85-7	0,1
5.	1,2,3,7,8,9-Hexachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	19408-74-3	0,1
6.	1,2,3,4,6,7,8-Heptachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	35822-46-9	0,01
7.	Octachlorodibenzo- <i>p</i> -dioxine	3268-87-9	0,001
	Furanes		
8.	2,3,7,8-Tétrachlorodibenzofurane	51207-31-9	0,1
9.	2,3,4,7,8-Pentachlorodibenzofurane	57117-31-4	0,5
10.	1,2,3,7,8-Pentachlorodibenzofurane	57117-41-6	0,05
11.	1,2,3,4,7,8-Hexachlorodibenzofurane	70648-26-9	0,1
12.	1,2,3,7,8,9-Hexachlorodibenzofurane	72918-21-9	0,1
13.	1,2,3,6,7,8-Hexachlorodibenzofurane	57117-44-9	0,1
14.	2,3,4,6,7,8-Hexachlorodibenzofurane	60851-34-5	0,1

Part 5 — Continued

Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Substance	CAS Registry Number ¹	Toxic Equivalency Factor
15.	1,2,3,4,6,7,8-Heptachlorodibenzofuran	67562-39-4	0.01
16.	1,2,3,4,7,8,9-Heptachlorodibenzofuran	55673-89-7	0.01
17.	Octachlorodibenzofuran	39001-02-0	0.001

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

Partie 5 (suite)

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Substance	Numéro de registre CAS ¹	Facteur d'équivalence toxique
15.	1,2,3,4,6,7,8-Heptachlorodibenzofurane	67562-39-4	0,01
16.	1,2,3,4,7,8,9-Heptachlorodibenzofurane	55673-89-7	0,01
17.	Octachlorodibenzofurane	39001-02-0	0,001

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

SCHEDULE 2

PERSON WHO SHALL REPORT

Person who shall report

1. (i) The person who shall report
 - (a) is identified in Schedules 5 through 19 inclusively; and
 - (b) is, on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*, the operator of a facility as defined in Schedule 3 and Schedules 5 through 19 inclusively,

shall report the information required under this notice by May 31, 2008.

(ii) If, after the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*, Part I, and before May 31, 2008, the operator referred to in paragraph 1(i) changes, the person who becomes the operator shall report the information required under this notice by May 31, 2008.

SECTOR-SPECIFIC SCHEDULES	
Schedule	Sector
5	Alumina and Aluminium
6	Base Metal Smelting
7	Cement
8	Chemicals Manufacturing
9	Electricity
10	Iron, Steel and Ilmenite Smelting
11	Iron Ore Pellets
12	Lime
13	Natural Gas Transmission, Distribution and Storage
14	Oil Sands
15	Petroleum Product Terminals
16	Petroleum Refining
17	Potash
18	Pulp and Paper
19	Upstream Oil and Gas

ANNEXE 2

PERSONNE TENUE DE PRODUIRE UNE DÉCLARATION

Personne tenue de produire une déclaration

1. (i) La personne tenue de produire une déclaration :
 - a) est identifiée aux annexes 5 à 19 inclusivement;
 - b) est, à la date de publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*, l'exploitant d'une installation définie à l'annexe 3 et aux annexes 5 à 19 inclusivement,

doit fournir l'information requise par le présent avis au plus tard le 31 mai 2008.

(ii) Si l'exploitant mentionné à l'alinéa 1(i) cède sa place après la date de publication du présent avis dans la Partie I de la *Gazette du Canada* et avant le 31 mai 2008, le nouvel exploitant doit déclarer l'information requise par le présent avis au plus tard le 31 mai 2008.

ANNEXES PROPRES AU SECTEUR	
Annexe	Secteur
5	Alumine et aluminium
6	Fusion des métaux communs
7	Ciment
8	Fabrication de produits chimiques
9	Électricité
10	Fer, acier et fusion d'ilménite
11	Boulettes de minerai de fer
12	Chaux
13	Transport, distribution et stockage du gaz naturel
14	Sables bitumineux
15	Terminaux de produits pétroliers
16	Raffinage du pétrole
17	Potasse
18	Pâtes et papiers
19	Pétrole et gaz en amont

Previously reported information

Provision for submitting information for the 2006 calendar year that has been previously reported to the National Pollutant Release Inventory or the Greenhouse Gas Emissions Reporting Program.

2. (i) If information required in this notice has already been provided to the Minister of the Environment under the notice published under subsection 46(1) of the Act on February 25, 2006, in the *Canada Gazette*, Part I, Vol. 140, No. 8, at page 365, for inclusion in the National Pollutant Release Inventory for the reporting and calendar year of 2006 or under the notice published under subsection 46(1) of the Act on July 15, 2006, in the *Canada Gazette*, Part I, Vol. 140, No. 28, at page 2098, for inclusion in the Greenhouse Gas Emissions Reporting Program for the reporting and calendar year of 2006, and that information is to be relied on for the purposes of this notice, the person subject to this notice shall

- (a) provide the date on which the information was sent; and
 - (b) specify, by reference to the sections of this notice, which information previously sent to the Minister of the Environment for inclusion in the National Pollutant Release Inventory or the Greenhouse Gas Emissions Reporting Program for that reporting and calendar year fulfills the requirements of this notice.
- (ii) The information so specified by a person in accordance with subparagraph (i)(b) becomes incorporated into the information required to be provided in response to this notice.

SCHEDULE 3

PART 1 – DEFINITIONS

The following definitions apply to this entire notice:

- “Act” means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.
- “biomass” means plants or parts of plants, animal waste or any product made of either of these, and includes wood and wood products, agricultural residues and wastes, biologically derived organic matter found in municipal and industrial wastes, landfill gas, bio-alcohols, spent pulping liquor, sludge gas, and animal- or plant-derived oils.
- “calendar year” means a period of 12 consecutive months commencing on January 1 and terminating on December 31.
- “CAS registry number” means the Chemical Abstracts Service registry number.
- “cogeneration emissions” means releases resulting from cogeneration units.
- “cogeneration unit” means a stationary fuel combustion device which simultaneously generates electrical and thermal energy that is
- (i) used by the operator of the facility where the cogeneration unit is located; or
 - (ii) transferred to another facility for use by that facility.
- “emissions reduction efficiency” means the percentage efficiency of pollution abatement equipment, calculated in accordance with the following formula:
- $$100 - [(A \text{ divided by } B) \times 100] = E$$
- where
- A = the amount of a substance that is listed in Schedule 1 of this notice and that exits from the pollution abatement equipment in units of mass per unit of time

Information déjà déclarée

Disposition pour la transmission de l'information pour l'année civile 2006 qui a déjà été déclarée dans le cadre de l'Inventaire national des rejets de polluants ou du Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre.

2. (i) Si l'information requise dans le présent avis a déjà été fournie au ministre de l'Environnement conformément à l'avis publié en vertu du paragraphe 46(1) de la Loi le 25 février 2006 à la page 365 de la Partie I de la *Gazette du Canada*, vol. 140, n° 8, pour inclusion dans l'Inventaire national des rejets de polluants pour l'année de déclaration et civile 2006, ou conformément à l'avis publié en vertu du paragraphe 46(1) de la Loi le 15 juillet 2006 à la page 2098 de la Partie I de la *Gazette du Canada*, vol. 140, n° 28, pour inclusion dans le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour l'année de déclaration et civile 2006, et que cette information doit servir aux fins du présent avis, la personne visée par le présent avis doit :

- a) indiquer la date à laquelle l'information a été fournie;
 - b) préciser, en référence aux articles du présent avis, l'information fournie précédemment au ministre de l'Environnement pour inclusion dans l'Inventaire national des rejets de polluants ou le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour l'année de déclaration et civile en question qui doit servir aux fins du présent avis.
- (ii) L'information précisée par une personne conformément au sous-alinéa (i)b) est alors incorporée à l'information devant être fournie en réponse au présent avis.

ANNEXE 3

PARTIE 1 — DÉFINITIONS

Les définitions suivantes s'appliquent à l'ensemble de l'avis :

- « année civile » Période de douze mois consécutifs commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre.
- « biomasse » Plantes, matières végétales et déchets animaux, ou tout produit dérivé de l'un ou l'autre de ces derniers. La biomasse comprend le bois et les produits du bois, les résidus et déchets agricoles, les matières organiques d'origine biologique se trouvant dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur noire, les gaz de digestion et les huiles d'origine animale ou végétale.
- « combustible » Toute matière énumérée à l'annexe 4 servant à produire de l'énergie par combustion ou oxydation.
- « combustible imputable à l'électricité » Différence entre la quantité de combustible qu'une unité de cogénération consomme et celle dont une chaudière fonctionnant à un rendement de 84 % aurait besoin pour produire l'équivalent de l'énergie thermique produite par l'unité de cogénération.
- « efficacité de la réduction des émissions » Pourcentage d'efficacité de l'équipement antipollution, calculé à l'aide de la formule suivante :
- $$100 - [(A \text{ divisé par } B) \times 100] = E$$
- où :
- A = quantité d'une substance énumérée dans l'annexe 1 du présent avis qui sort de l'équipement antipollution, exprimée en unités de masse par unités de temps
- B = quantité de cette substance qui entre dans l'équipement antipollution, exprimée dans les mêmes unités que la valeur A

- B = the amount of that substance that enters the pollution abatement equipment in the same units used for A and
- E = the emissions reduction efficiency expressed as a percentage
- “equipment leak emissions” means releases of fugitive emissions from equipment including valves, pump seals, flanges, compressors, sampling connections, and open-ended lines and excluding storage emissions.
- “facility” means all buildings, equipment, structures and stationary items that
- (i) are located on a single site, or on contiguous sites or adjacent sites;
 - (ii) are owned or operated by the same person; and
 - (iii) function as a single integrated site.
- “feedstock” means any raw material that is used in or upgraded by an industrial process.
- “flaring emissions” means controlled releases resulting from the combustion of a gas or liquid, the purpose for which is not producing energy.
- “fuel” means any form of matter listed in Schedule 4 that is combusted or oxidized for the purpose of producing energy.
- “fuel chargeable to power” is the difference between the amount of fuel which a cogeneration unit consumes and that which a boiler operating at 84% efficiency would need, in order for the boiler to produce the equivalent to the thermal energy produced by the cogeneration unit.
- “fugitive emissions” means uncontrolled releases of a substance, including releases resulting from the production, processing, transmission, storage, distribution, or use of fuels or other substances.
- “global warming potential (GWP)” means a factor, as set out in column 4 of Part 2 and in column 4 of Part 4 of Schedule 2, identifying the warming potential of a given mass of a particular greenhouse gas relative to the same mass of carbon dioxide.
- “higher heating value (HHV)” means the amount of heat produced by combustion of a unit quantity of a fuel where the water vapour resulting from the combustion is condensed and the heat is recovered.
- “industrial process” means a process, a component of which involves
- (i) a chemical reaction other than stationary fuel combustion and not for the purpose of producing energy; or
 - (ii) a physical action such as distillation, evaporation, friction, handling, impaction, or separation of a substance or feedstock that is subjected to the industrial process.
- “industrial process emissions” means releases from an industrial process.
- “loading and unloading emissions” means releases of fugitive emissions from the loading or unloading of a fuel, a feedstock or a product that is located at the facility and that releases or allows to be released any substance listed in Schedule 1 of this notice.
- “NAICS” means the North American Industry Classification System.
- “NPRI” means the National Pollutant Release Inventory.
- “on-site mobile combustion emissions” means releases from mobile machinery used for the on-site transportation of substances and includes mobile mining equipment emissions.
- “operator” means the person, or persons, owning or having charge, management, or control of a facility.
- “release” means a release, as defined in section 3 of the Act, of a substance into the air.
- E = efficacité de la réduction des émissions exprimée en pourcentage
- « émissions de cogénération » Rejets provenant des unités de cogénération.
- « émissions de combustion stationnaire de combustible » Rejets provenant de sources de combustion autres qu’un véhicule, où la combustion de combustibles sert à produire de l’énergie, y compris les émissions de cogénération.
- « émissions de procédés industriels » Rejets provenant d’un procédé industriel.
- « émissions de torchage » Rejets contrôlés résultant de la combustion d’un gaz ou d’un liquide à des fins autres que la production d’énergie.
- « émissions des eaux usées » Rejets d’émissions provenant des eaux usées et d’émissions résultant du traitement des eaux usées effectué à l’installation, le cas échéant.
- « émissions d’évacuation » Rejets contrôlés qui surviennent en raison de la conception de l’installation, des méthodes utilisées pour la fabrication ou le traitement d’une substance ou d’un produit, ou à cause de la présence d’une pression supérieure à la capacité de l’équipement de fabrication ou de traitement à l’installation, à l’exclusion des émissions de torchage, des émissions de procédés industriels, des émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site, des émissions de combustion stationnaire de combustible, des émissions des déchets et des eaux usées ainsi que des émissions provenant de l’incinération.
- « émissions fugitives » Rejets incontrôlés d’une substance, incluant les rejets découlant de la production, du traitement, du transport, du stockage, de la distribution ou de l’utilisation de combustibles ou d’autres substances.
- « émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site » Émissions provenant de la machinerie mobile utilisée pour le transport de substances sur le site, y compris les émissions de l’équipement mobile d’exploitation minière.
- « émissions produites lors du chargement et du déchargement » Rejets d’émissions fugitives produites lors du chargement ou du déchargement d’un combustible, d’une matière de base ou d’un produit se trouvant à l’installation et qui rejette ou permet le rejet de toute substance énumérée dans l’annexe 1 du présent avis.
- « émissions provenant de fuites de l’équipement » Rejets d’émissions fugitives provenant de l’équipement, notamment des soupapes, des joints de pompe, des brides, des compresseurs, des raccords d’échantillonnage et des canalisations à extrémité libre, excluant les émissions provenant du stockage.
- « émissions provenant du stockage » Rejets d’émissions fugitives provenant d’un réservoir, d’une pile, d’un silo ou d’un autre appareil de stockage d’un combustible, d’une matière de base ou d’un produit se trouvant à l’installation et qui rejette ou permet le rejet de toute substance énumérée dans l’annexe 1 du présent avis.
- « exploitant » Propriétaire, responsable, gestionnaire ou dirigeant d’une installation.
- « INRP » Inventaire national des rejets de polluants.
- « installation » Tous les bâtiments, équipements, structures et articles fixes :
- (i) situés sur un site unique ou sur des sites contigus ou adjacents;
 - (ii) ayant le même propriétaire ou exploitant;
 - (iii) qui fonctionnent comme un site intégré unique.
- « Loi » *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999).*

“SI units” means the *Système international d’unités* (International System of Units).

“stationary fuel combustion emissions” means releases from non-vehicular combustion of fuel for the purpose of producing energy and includes cogeneration emissions.

“storage emissions” means releases of fugitive emissions from a storage tank, pile, silo or other means of storage of a fuel, a feedstock or a product that is located at the facility and that releases or allows to be released any substance listed in Schedule 1 of this notice.

“venting emissions” means controlled releases that occur due to the design of the facility, due to procedures used in the manufacture or processing of a substance or product, or due to pressure beyond the capacity of the manufacturing or processing equipment at a facility, excluding flaring emissions, industrial process emissions, on-site mobile combustion emissions, stationary fuel combustion emissions, waste and wastewater emissions, and incineration emissions.

“wastewater emissions” means releases of emissions from wastewater and of emissions resulting from wastewater treatment, if any, carried out at a facility.

« matière de base » Toute matière première utilisée dans un procédé industriel ou valorisée par celui-ci.

« numéro de registre CAS » Numéro du registre du Chemical Abstracts Service.

« potentiel de réchauffement planétaire (PRP) » Facteur, indiqué dans la colonne 4 de la partie 2 et dans la colonne 4 de la partie 4 de l’annexe 2, indiquant le potentiel de réchauffement d’une certaine masse d’un gaz à effet de serre donné par rapport à la même masse de dioxyde de carbone.

« pouvoir calorifique supérieur (PCS) » Quantité de chaleur produite par la combustion d’une unité de masse de combustible lorsque la vapeur d’eau résultant de la combustion est condensée et que la chaleur est récupérée.

« procédé industriel » Procédé dont un des composants comporte :

- (i) une réaction chimique autre que la combustion stationnaire de combustible et qui ne sert pas à produire de l’énergie;
- (ii) une action physique comme la distillation, l’évaporation, la friction, la manipulation, l’impaction ou la séparation d’une substance ou d’une matière de base qui est soumise au procédé industriel.

« rejet » Rejet, tel qu’il est défini dans l’article 3 de la Loi, d’une substance dans l’air.

« SCIAN » Système de classification des industries de l’Amérique du Nord.

« unité de cogénération » Appareil de combustion stationnaire de combustible qui produit simultanément de l’énergie électrique et de l’énergie thermique qui est :

- (i) utilisée par l’exploitant de l’installation où se trouve l’unité de cogénération;
- (ii) transférée pour être utilisée par une autre installation.

« unités SI » Unités du *Système international d’unités*.

PART 2 – UNITS OF MEASURE

g/m^2 – gram per metre squared

GJ – gigajoule

GJ/MWh – gigajoule per megawatt-hour

kg/m^3 – kilogram per cubic metre

km – kilometre

kPa – kilopascal

m – metre

m^3 – cubic metre

mg/m^3 – milligrams per cubic metre

ML – million litres

MWe – megawatt (electrical)

MWh – megawatt-hour

MWh (electrical) / MWh (thermal) – Megawatt-hour of electrical power produced per megawatt-hour of thermal energy produced by the electricity-generating system or by cogeneration

t – tonne

°C – degree Celsius

PARTIE 2 — UNITÉS DE MESURE

g/m^2 — gramme par mètre carré

GJ — gigajoule

GJ/MWh — gigajoule par mégawattheure

kg/m^3 — kilogramme par mètre cube

km — kilomètre

kPa — kilopascal

m — mètre

m^3 — mètre cube

mg/m^3 — milligramme par mètre cube

ML — million de litres

MWe — mégawatt (électrique)

MWh — mégawattheure

MWh (électrique)/MWh (thermique) — Mégawattheure d’énergie électrique produite par mégawattheure d’énergie thermique produite par le système de production d’électricité ou par cogénération

t — tonne métrique

°C — degré Celsius

SCHEDULE 4

ANNEXE 4

LIST OF FUELS

LISTE DES COMBUSTIBLES

PART 1 – SOLIDS

1. Canadian coal – bituminous
2. Foreign coal – bituminous
3. Canadian coal – sub-bituminous
4. Foreign coal – sub-bituminous
5. Coal – lignite
6. Coal – anthracite
7. A mixture of two or more coal types
8. Coal coke and metallurgical coke
9. Petroleum coke
10. Coke on catalyst
11. Asphaltenes
12. Refuse / municipal waste
13. Tires and other non-biomass
14. Wood and wood waste (including hog fuel, waste wood and bark)
15. A mixture of two or more solids set out at items 1 through 14
16. Solids other than those set out at items 1 through 15

PART 2 – LIQUIDS

1. Coal tar
2. Kerosene (light coal oil)
3. Light fuel oil No. 1
4. Light fuel oil No. 2
5. Diesel
6. Light fuel oil No. 3
7. Light or heavy fuel oil No. 4
8. Heavy fuel oil No. 5
9. Heavy fuel oil No. 6 / bunker C
10. Bitumen emulsion, including Orimulsion
11. Synthetic crude oil
12. Gas oil
13. Naphtha
14. Spent pulping liquor
15. Bio-diesel
16. Used vegetable-based oils
17. Used mineral-based oils
18. Gasoline
19. Ethanol
20. Methanol
21. Alcohols other than those at items 19 and 20
22. A mixture of two or more liquids set out at items 1 through 21
23. Liquids other than those set out at items 1 through 22

PARTIE 1 — SOLIDES

1. Charbon canadien — bitumineux
2. Charbon étranger — bitumineux
3. Charbon canadien — subbitumineux
4. Charbon étranger — subbitumineux
5. Charbon — lignite
6. Charbon — anthracite
7. Mélange de deux ou plusieurs types de charbon
8. Coke de charbon et coke métallurgique
9. Coke de pétrole
10. Coke sur catalyseur
11. Asphaltènes
12. Résidus/déchets urbains
13. Pneus et autres combustibles ne provenant pas de la biomasse
14. Bois et déchets de bois (y compris copeaux à brûler, déchets ligneux et écorce)
15. Mélange de deux ou plusieurs solides énumérés aux points 1 à 14
16. Solides autres que ceux énumérés aux points 1 à 15

PARTIE 2 — LIQUIDES

1. Goudron de houille
2. Kérosène (huile de charbon légère)
3. Mazout léger n° 1
4. Mazout léger n° 2
5. Diesel
6. Mazout léger n° 3
7. Mazout léger ou lourd n° 4
8. Mazout lourd n° 5
9. Mazout lourd n° 6/mazout C
10. Émulsion de bitume, y compris l'Orimulsion
11. Brut synthétique
12. Gasoil
13. Naphte
14. Liqueur noire
15. Biodiesel
16. Huiles végétales usagées
17. Huiles minérales usagées
18. Essence
19. Éthanol
20. Méthanol
21. Alcools autres que ceux énumérés aux points 19 et 20
22. Mélange de deux ou plusieurs liquides énumérés aux points 1 à 21
23. Liquides autres que ceux énumérés aux points 1 à 22

PART 3 – GASEOUS

1. Natural gas
2. Marketable natural gas
3. Ethane
4. Butane
5. Propane
6. Hydrogen gas
7. Coke oven gas
8. Blast furnace gas
9. Refinery fuel gas or still gas
10. Biogas (e.g. landfill gas)
11. A mixture of two or more gases set out at items 1 through 10
12. Gases other than those set out at items 1 through 11

PARTIE 3 — GAZ

1. Gaz naturel
2. Gaz naturel marchand
3. Éthane
4. Butane
5. Propane
6. Hydrogène gazeux
7. Gaz de cokerie
8. Gaz de haut fourneau
9. Gaz de combustion ou de distillation de raffinerie
10. Biogaz (par exemple, le gaz d'enfouissement)
11. Mélange de deux ou plusieurs gaz énumérés aux points 1 à 10
12. Gaz autres que ceux énumérés aux points 1 à 11

SCHEDULE 5

*ALUMINA AND ALUMINIUM***Part 1 – Persons required to report**

1. The operator of an alumina or aluminium facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each alumina or aluminium facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substances for which the alumina or aluminium facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

ANNEXE 5

*ALUMINE ET ALUMINIUM***Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration**

1. L'exploitant d'une installation de production d'alumine ou d'aluminium doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006 pour chacune des installations de production d'alumine ou d'aluminium qu'il exploite.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de production d'alumine ou d'aluminium atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement — 10 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“alumina facility” means a facility that produces alumina from bauxite ore using the Bayer process.

“aluminium facility” means a facility that

- (i) smelts aluminium from alumina using the Hall-Héroult process, which includes the vertical stud Söderberg process, the horizontal stud Söderberg process, the side-worked, pre-baked anode process and the centre-worked, pre-baked anode process;
- (ii) produces pre-baked anodes for use in aluminium smelting; or
- (iii) calcines petroleum coke for use in aluminium smelting.

“calcine” means to heat a substance to a temperature that is below the melting or fusion point, in order to reduce the substance, to oxidize it, to decompose the carbonates contained in the substance or to remove the waters of hydration from the substance.

“petroleum coke” means coke derived from the by-products of petroleum refining.

“process flow sheet” means a diagram showing the relation and flows of feedstocks and products produced at the alumina or aluminium facility and the equipment in which they are produced at the facility.

“production capacity” means the capacity of production for which the alumina or aluminium facility is designed.

“waste emissions” means releases that result from a waste disposal source at the facility.

Part 3 – Information to report**Administrative information**

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The alumina or aluminium facility’s name, longitude and latitude.
4. The alumina or aluminium facility’s civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the alumina or aluminium facility began operation.
6. The number of days during which the alumina or aluminium facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s’appliquent qu’à la présente annexe :

« calciner » Chauffer une substance à une température inférieure à son point de fusion afin de réduire ou d’oxyder la substance, de décomposer les carbonates contenus dans la substance ou d’en expulser l’eau.

« capacité de production » Capacité de production pour laquelle l’installation de production d’alumine ou d’aluminium a été conçue.

« coke de pétrole » Coke dérivé des sous-produits du raffinage du pétrole.

« émissions des déchets » Rejets provenant d’une source d’élimination des déchets à l’installation.

« installation de production d’alumine » Installation qui utilise le procédé Bayer pour produire de l’alumine à partir de minerai de bauxite.

« installation de production d’aluminium » Installation qui :

- (i) produit de l’aluminium à partir d’alumine au moyen du procédé Hall-Héroult, qui comprend le procédé Söderberg à goujons verticaux, le procédé Söderberg à goujons horizontaux, le procédé à anodes précuites à piquage latéral et le procédé à anodes précuites à piquage central;
- (ii) produit des anodes précuites pour utilisation dans la production d’aluminium;
- (iii) calcine le coke de pétrole pour utilisation dans la production d’aluminium.

« schéma simplifié des procédés » Diagramme montrant la relation et les mouvements des matières de base et des produits obtenus à l’installation de production d’alumine ou d’aluminium ainsi que l’équipement servant à leur production à l’installation.

Partie 3 — Information à déclarer**Information de nature administrative**

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de l’installation de production d’alumine ou d’aluminium.
4. L’adresse municipale et l’adresse postale de l’installation de production d’alumine ou d’aluminium, s’il y a lieu.
5. L’année du début de l’exploitation de l’installation de production d’alumine ou d’aluminium.
6. Le nombre de jours pendant lesquels l’installation de production d’alumine ou d’aluminium était en exploitation au cours de l’année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l’exploitant déclarant que toute l’information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each alumina facility or aluminium facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity, in tonnes, of inorganic fluorides releases from each aluminium facility.

12. The total annual quantity, in tonnes, of polycyclic aromatic hydrocarbons that are listed after the word "including" in item 2 in Part 3 of Schedule 1, released from each aluminium facility.

13. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each alumina facility or aluminium facility, for each of the substances reported in paragraph 10, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each alumina facility from stationary fuel combustion emissions.

15. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each aluminium facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

16. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each aluminium facility, of each of the substances listed below:

- (i) CF₄;
- (ii) C₂F₆;
- (iii) SF₆; and
- (iv) HFC-134a.

17. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 14, 15 and 22.

18. For the purpose of paragraphs 10 and 13, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

19. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

20. For each aluminium facility, the total annual quantity, in tonnes, of releases for each of the substances reported in paragraphs 10, 11 and 12, by activity, with those activities being

- (i) electrolytic reduction of aluminium;
- (ii) production of pre-baked anodes;
- (iii) calcination of petroleum coke;
- (iv) casting of aluminium; and
- (v) an activity other than those set out at subparagraphs (i) through (iv) inclusively, and specify that activity.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de production d'alumine ou d'aluminium, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de fluorures inorganiques de chaque installation de production d'aluminium.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets d'hydrocarbures aromatiques polycycliques, énumérés après le mot « incluant » à l'article 2 de la partie 3 de l'annexe 1, de chaque installation de production d'aluminium.

13. Pour chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 10, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de production d'alumine ou d'aluminium, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible pour chaque installation de production d'alumine.

15. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de production d'aluminium, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

16. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de production d'aluminium, pour chacune des substances suivantes :

- (i) CF₄;
- (ii) C₂F₆;
- (iii) SF₆;
- (iv) HFC-134a.

17. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 14, 15 et 22.

18. Pour les besoins des alinéas 10 et 13, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

19. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

20. Pour chaque installation de production d'aluminium, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chacune des substances déclarées en vertu des alinéas 10, 11 et 12 provenant des activités suivantes :

- (i) réduction électrolytique de l'aluminium;
- (ii) production d'anodes précuites;
- (iii) calcination du coke de pétrole;
- (iv) coulage de l'aluminium;
- (v) autre activité que celles énumérés aux sous-alinéas (i) à (iv) inclusivement (préciser l'activité).

21. Where an aluminium facility smelts aluminium using the vertical stud Söderberg process and the centre-worked pre-baked anode process, for each of the releases reported in paragraphs 10, 11 and 12, report the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from

- (i) the vertical stud Söderberg process; and
- (ii) the centre-worked, pre-baked anode process.

22. For each of the releases reported in subparagraphs 13(i) and 15(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

23. The total annual quantity, in tonnes, of TPM, PM_{2.5}, and PM₁₀ releases for each source category listed below:

- (i) storage emissions;
- (ii) loading and unloading emissions;
- (iii) emissions from other handling of substances, feedstocks, or products;
- (iv) waste emissions; and
- (v) road dust.

Quantification method

24. For each quantity reported under paragraphs 10 to 16 and 20 to 23, the method or methods listed below used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) is used.

Fuel

25. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each alumina or aluminium facility.

Higher heating value

26. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraph 25.

Cogeneration

27. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

28. The total annual quantity, in tonnes, of alumina produced at each alumina facility.

21. Lorsque l'installation produit de l'aluminium en utilisant le procédé Söderberg à goujons verticaux et le procédé à anodes précuites à piquage central, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, pour chacun des rejets déclarés aux alinéas 10, 11 et 12 provenant :

- (i) du procédé Söderberg à goujons verticaux;
- (ii) du procédé à anodes précuites à piquage central.

22. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 13(i) et 15(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

23. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de PM_{2.5} et de PM₁₀ provenant des catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
- (iii) émissions provenant d'autres types de manutention des substances, des matières de base ou des produits;
- (iv) émissions des déchets;
- (v) poussière des routes.

Méthode de quantification

24. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 16 et 20 à 23, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii).

Combustible

25. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de production d'alumine ou d'aluminium.

Pouvoir calorifique supérieur

26. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 25, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Cogénération

27. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

28. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'alumine produite à chaque installation de production d'alumine.

29. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below, produced at each aluminium facility:

- (i) aluminium;
- (ii) calcined petroleum coke; and
- (iii) pre-baked anode.

30. Where an aluminium facility smelts aluminium using the vertical stud Söderberg process and the centre-worked pre-baked anode process, the total annual quantity, in tonnes, of aluminium produced from each process listed below:

- (i) vertical stud Söderberg process; and
- (ii) centre-worked, pre-baked anode process.

Production capacity

31. The total annual production capacity of alumina, in tonnes, of each alumina facility.

32. The total annual production capacity, in tonnes, for each product listed below, produced at each aluminium facility:

- (i) aluminium;
- (ii) calcined petroleum coke; and
- (iii) pre-baked anode.

33. Where an aluminium facility smelts aluminium using the vertical stud Söderberg process and the centre-worked pre-baked anode process, the total annual production capacity of aluminium, in tonnes, of each of those processes.

Process flow sheet

34. A process flow sheet for each alumina facility and for each aluminium facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

35. For the pollution abatement equipment in operation at the alumina or aluminium facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, inorganic fluorides, and polycyclic aromatic hydrocarbons that are listed after the word "including" in Part 3 of Schedule 1; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

29. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de production d'aluminium :

- (i) aluminium;
- (ii) coke de pétrole calciné;
- (iii) anode précuite.

30. Lorsque l'installation produit de l'aluminium en utilisant le procédé Söderberg à goujons verticaux et le procédé à anodes précuites à piquage central, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'aluminium produit par chacun des procédés suivants :

- (i) procédé Söderberg à goujons verticaux;
- (ii) procédé à anodes précuites à piquage central.

Capacité de production

31. La capacité de production totale annuelle, en tonnes métriques, d'alumine de chaque installation de production d'alumine.

32. La capacité de production totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de production d'aluminium :

- (i) aluminium;
- (ii) coke de pétrole calciné;
- (iii) anode précuite.

33. Lorsque l'installation produit de l'aluminium en utilisant le procédé Söderberg à goujons verticaux et le procédé à anodes précuites à piquage central, la capacité de production totale annuelle, en tonnes métriques, d'aluminium de chacun de ces procédés.

Schéma simplifié des procédés

34. Le schéma simplifié des procédés pour chaque installation de production d'alumine et pour chaque installation de production d'aluminium.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

35. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de production d'alumine ou d'aluminium au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, fluorures inorganiques et hydrocarbures aromatiques polycycliques énumérés après le mot « incluant » dans la partie 3 de l'annexe 1;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

36. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 35,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the alumina or aluminium facility within the calendar years 2001 through 2006, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, CO₂, CF₄, C₂F₆, SF₆, and HFC-134a:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

37. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the alumina or aluminium facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

36. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 35 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de production d'alumine ou d'aluminium au cours des années civiles 2001 à 2006 et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, CO₂, CF₄, C₂F₆, SF₆ et HFC-134a :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

37. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de production d'alumine ou d'aluminium au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 6

BASE METAL SMELTING

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a base metal smelting facility that, in the 2006 calendar year, produced more than 1 000 tonnes of copper, nickel, lead, zinc, or cobalt shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each base metal smelting facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substances for which the base metal facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

ANNEXE 6

FUSION DES MÉTAUX COMMUNS

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une fonderie de métaux communs ayant produit, au cours de l'année civile 2006, plus de 1 000 tonnes métriques de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc ou de cobalt doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque fonderie de métaux communs dont il est l'exploitant.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles la fonderie de métaux communs atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement — 10 tonnes métriques.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“base metal smelting facility” means a facility that

(i) engages in the production of copper, nickel, lead, zinc, cobalt or a co-product metal from a concentrate or recyclable material, by smelting or refining or both;

(ii) includes a secondary lead smelter as that term is defined in section 2 of the *Secondary Lead Smelter Release Regulations* governed by the Act, and provided that the secondary lead smelter is Teck Cominco Metals Ltd. Trail Operation or Xstrata Zinc Canada Brunswick Smelter; and

(iii) includes pre-treatment when carried out at the same facility as the activities listed in subparagraphs (i) and (ii).

“concentrate” means the final ore product recovered in the concentration or separation stage of the milling process.

“co-product metal” means a metal that results from the production of copper, nickel, lead, zinc or cobalt and that is found in the residue from the production of copper, nickel, lead, zinc or cobalt.

“milling” means the part of the mining process by which minerals are recovered by crushing and grinding, ore separation or concentration, and dewatering of the ore, in order to separate minerals from the rock in which they occur.

“pre-treatment” means any activity to which a concentrate is subjected at the base metal smelting facility prior to production of copper, nickel, lead, zinc, cobalt or a co-product metal.

“reducing agent” means a substance that brings about reduction by becoming oxidized and losing electrons.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The base metal facility’s name, longitude and latitude.

4. The base metal facility’s civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the base metal facility began operation.

6. The number of days during which the base metal smelting facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

3. Concernant les substances énumérées à l’annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d’émissions n’est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l’installation au cours de l’année civile 2006, l’exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s’appliquent qu’à la présente annexe :

« agent réducteur » Substance qui provoque la réduction en s’oxydant et en perdant des électrons.

« broyage » Partie de l’exploitation minière visant à récupérer les minerais par concassage et fragmentation, séparation ou concentration du minerai et égouttage du minerai dans le but de séparer les minerais de la roche de laquelle ils proviennent.

« concentré » Minerai ou produit final récupéré pendant l’étape de concentration ou de séparation du broyage.

« fonderie de métaux communs »

(i) Installation vouée à la production de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc, de cobalt ou de métal récupéré comme co-produit à partir de concentré ou de matières recyclées, par fusion, affinage ou les deux;

(ii) inclut les fonderies de plomb de seconde fusion conformément à la définition de ce terme figurant à l’article 2 du *Règlement sur le rejet de plomb de seconde fusion* afférent à la Loi et à condition que la fonderie de plomb de seconde fusion soit la Teck Cominco Metals Ltd. Trail Operation ou la Xstrata Zinc Canada Brunswick Smelter;

(iii) inclut le prétraitement lorsqu’il est effectué dans la même installation que les activités énumérées aux sous-alinéas (i) et (ii).

« métal récupéré comme coproduit » Métal résultant de la production de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc ou de cobalt et qui se trouve dans le résidu de la production de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc ou de cobalt.

« prétraitement » Toute intervention à laquelle est soumis un concentré à la fonderie de métaux communs avant la production de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc, de cobalt ou de métal récupéré comme coproduit.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de la fonderie de métaux communs.

4. L’adresse municipale et l’adresse postale de la fonderie de métaux communs, s’il y a lieu.

5. L’année du début de l’exploitation de la fonderie de métaux communs.

6. Le nombre de jours pendant lesquels la fonderie de métaux communs était en exploitation au cours de l’année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each base metal smelting facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity, in kilograms, of mercury releases from each base metal smelting facility.

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases for each of the substances reported in paragraph 10, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each base metal smelting facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

14. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 13 and 16.

15. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

16. For each of the releases reported in subparagraphs 12(i) and 13(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

17. For the CO₂ releases reported in subparagraph 13(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the use of coke as a reducing agent, or any other process in which another carbon-bearing substance is used as a reducing agent.

18. For the CO₂ releases reported in subparagraph 13(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the use of the following reagents:

- (i) limestone;
- (ii) dolomite;
- (iii) soda ash; and
- (iv) any other reagent that contains carbon.

19. For the CO₂ releases reported in subparagraph 13(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the consumption of carbon electrodes.

Quantification method

20. For each quantity reported under paragraphs 10 through 13 and 16 through 19, the method or methods listed below used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;

9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque fonderie de métaux communs, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. La quantité totale annuelle, en kilogrammes, de rejets de mercure de chaque fonderie de métaux communs.

12. Pour chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 10, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque fonderie de métaux communs, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

14. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 13 et 16.

15. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

16. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 12(i) et 13(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

17. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 13(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets résultant de l'utilisation de coke en tant qu'agent réducteur, ou de tout autre procédé dans lequel une substance contenant du carbone est utilisée comme agent réducteur.

18. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 13(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets résultant de l'utilisation des réactifs suivants :

- (i) pierre calcaire;
- (ii) dolomite;
- (iii) carbonate de sodium;
- (iv) tout autre réactif contenant du carbone.

19. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 13(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets provenant de la consommation d'électrodes de carbone.

Méthode de quantification

20. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 13 et 16 à 19, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;

- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) is used.

Fuel

21. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each base metal smelting facility.

22. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each base metal smelting facility.

Higher heating value

23. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 21 and 22.

Electricity

24. The total annual quantity of electricity produced at each base metal smelting facility, in MWh.

25. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each base metal smelting facility, in MWh.

26. The total annual quantity of electricity received by each base metal smelting facility, in MWh.

Steam

27. The total annual quantity of steam produced at each base metal smelting facility, in GJ.

28. The total annual quantity of steam transferred off-site from each base metal smelting facility, in GJ.

29. The total annual quantity of steam received by each base metal smelting facility, in GJ.

Hydrogen

30. The total annual quantity of hydrogen produced at each base metal smelting facility, in GJ.

31. The total annual quantity of hydrogen transferred off-site from each base metal smelting facility, in GJ.

32. The total annual quantity of hydrogen received by each base metal smelting facility, in GJ.

Cogeneration

33. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii).

Combustible

21. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4, utilisée à chaque fonderie de métaux communs.

22. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4, utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque fonderie de métaux communs.

Pouvoir calorifique supérieur

23. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 21 et 22, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Électricité

24. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque fonderie de métaux communs, en MWh.

25. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque fonderie de métaux communs, en MWh.

26. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque fonderie de métaux communs, en MWh.

Vapeur

27. La quantité totale annuelle de vapeur produite à chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

28. La quantité totale annuelle de vapeur transférée hors site par chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

29. La quantité totale annuelle de vapeur reçue par chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

Hydrogène

30. La quantité totale annuelle d'hydrogène produite à chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

31. La quantité totale annuelle d'hydrogène transférée hors site par chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

32. La quantité totale annuelle d'hydrogène reçue par chaque fonderie de métaux communs, en GJ.

Cogénération

33. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

34. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below, produced at each base metal smelting facility:

- (i) nickel;
- (ii) copper;
- (iii) lead;
- (iv) zinc;
- (v) cobalt; and
- (vi) a metal other than those set out in subparagraphs (i) through (v), and specify that product.

35. The total annual quantity, in tonnes, of concentrates processed at each base metal smelting facility.

36. The annual average sulphur content, in percent weight, of concentrate processed at each base metal smelting facility.

37. The total annual quantity, in tonnes, of recyclable material processed at each base metal smelting facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

38. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the base metal smelting facility within the calendar years 2001 through 2006, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5 % of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, mercury, and CO₂:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

39. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the base metal smelting facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

SCHEDULE 7

CEMENT

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a cement facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each cement facility that they operate. A person subject to this notice that is an operator of a pit or a quarry shall not report information under this notice associated with the operation of a pit or a quarry.

Production

34. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque fonderie de métaux communs :

- (i) nickel;
- (ii) cuivre;
- (iii) plomb;
- (iv) zinc;
- (v) cobalt;
- (vi) autre métal que ceux énumérés aux sous-alinéas (i) à (v) [préciser le produit].

35. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de concentrés traités à chaque fonderie de métaux communs.

36. La teneur en soufre moyenne annuelle, exprimée en pourcentage pondéral, du concentré traité à chaque fonderie de métaux communs.

37. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de matières recyclables traitées à chaque fonderie de métaux communs.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

38. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation d'équipement antipollution :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à la fonderie de métaux communs au cours des années civiles 2001 à 2006 et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, mercure et CO₂ :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

39. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à la fonderie de métaux communs au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

ANNEXE 7

CIMENT

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une cimenterie doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque cimenterie dont il est l'exploitant. Une personne à qui le présent avis s'applique et qui est l'exploitant d'une sablière ou d'une carrière n'a pas à déclarer l'information relative à l'exploitation d'une sablière ou d'une carrière en vertu du présent avis.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, and SO_x, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substances for which the cement facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“cement” means a mixture of calcium oxide, alumina, iron oxide and silica that is combined in a cement kiln and that is further processed to form a powder.

“cement facility” means a facility that engages in the production of cement.

“clinker” means fused matter that is produced in a cement kiln and from which cement is manufactured by finish grinding.

“clinker cooling” means the cooling of clinker from the cement kiln using ambient air, in order to reduce the temperature of the clinker.

“dry reference cubic metre” means a cubic metre corrected to 25°C, 101.3 kPa.

“finish grinding” means the grinding of clinker and gypsum or supplementary cementing materials or recycled substances.

“I-TEQ” means “International Toxicity Equivalent,” a mass or concentration that is a sum of the masses or concentrations of individual congeners of polychlorinated dibenzo-*p*-dioxins and polychlorinated dibenzofurans multiplied by the toxic equivalency factors as set out in column 4 of Part 5 of Schedule 1.

“long dry kiln processing” means the heating, calcining and burning, in a long dry kiln, of limestone, clay, recycled dust and other recycled substances or other feedstock, in order to produce clinker.

“pit” means an excavation that is open to the air and that is operated for the purpose of extracting sand, clay, marl, earth, shale, gravel, stone or other rock but not coal, a coal-bearing substance, oil sands, or oil sands-bearing substance or an ammoniate shell and includes any associated infrastructure, but does not include a quarry.

“precalciner dry kiln processing” means a process to produce clinker using equipment that combines a preheater, a precalciner and a dry kiln and that carries out preheating, heating, precalcining, calcining and burning of limestone, clay and other raw materials, and recycled dust or other recycled materials.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂ et SO_x, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles la cimenterie atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement – 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement – 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« broyage de finition » Broyage du clinker et du gypse ou de liants supplémentaires ou de substances recyclées.

« broyage de matières premières » Broyage d'une substance qui comprend également le séchage ou la mise en suspension de cette matière de base.

« carrière » Excavation à ciel ouvert exploitée aux fins de la transformation, de la récupération et de l'extraction de la pierre, du calcaire, du grès, de la dolomie, du marbre, du granite, de matériaux de construction et de tout autre minéral, mais non de charbon, de substance carbonifère, de sable bitumineux, d'une substance contenant du sable bitumineux ou de l'ammonite, et englobe les infrastructures connexes mais n'inclut pas une sablière.

« ciment » Mélange d'oxyde de calcium, d'alumine, d'oxyde de fer et de silice combiné dans un four à ciment, puis traité pour former une poudre.

« cimenterie » Installation vouée à la production de ciment.

« clinker » Produit de la cuisson de matières dans un four à ciment; le ciment est obtenu par broyage de finition.

« ÉTI » « Équivalence de toxicité internationale », masse ou concentration qui est une somme des masses ou des concentrations des congénères individuels de polychlorodibenzoparadioxines et de polychlorodibenzofuranes multipliée par les facteurs d'équivalence toxique précisés dans la colonne 4 de la partie 5 de l'annexe 1.

« liant supplémentaire » Substance utilisée en remplacement du clinker dans la production de ciment et qui comprend le mâchefer, la cendre résiduelle ou le laitier et d'autres sous-produits calcaires ou sous-produits ferreux.

« mètre cube de référence à sec » Mètre cube corrigé à 25 °C, à 101,3 kPa.

« refroidissement du clinker » Refroidissement du clinker dans le four à ciment par l'entrée d'air ambiant afin d'abaisser la température du clinker.

“preheater dry kiln processing” means a process to produce clinker using equipment that combines a preheater and a dry kiln and that carries out preheating, heating, calcining and burning of limestone, clay and other raw materials, and recycled dust or other recycled materials.

“process flow sheet” means a diagram showing the relation and flows of feedstocks and products produced at the cement facility and the equipment in which they are produced at the cement facility.

“quarry” means an excavation that is open to the air and that is operated for the purpose of working, recovering and extracting stone, limestone, sandstone, dolostone, marble, granite, construction materials and any mineral other than coal, a coal-bearing substance, oil sands, or oils sands-bearing substance or an ammonite shell and includes any associated infrastructure but does not include a pit.

“raw material grinding” means the grinding of a substance and includes the drying or slurring of that feedstock.

“supplementary cementing material” means a substance that is used as a substitute for clinker in the production of cement and which includes blast furnace slag, bottom ash or slag and other limestone or ferrous by-products from other industries.

“wet kiln processing” means the heating, calcining and burning, in a wet kiln, of limestone, clay, recycled dust and other recycled substances or other feedstock, in order to produce clinker.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The cement facility’s name, longitude and latitude.
4. The cement facility’s civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the cement facility began operation.
6. The number of days during which the cement facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each cement facility, of TPM, PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, SO_x, and SO₂, excluding on-site mobile combustion emissions.

« sablière » Excavation à ciel ouvert exploitée aux fins de l’extraction de sable, d’argile, de marne, de terre, de schiste, de gravier, de pierre ou d’autres roches, mais non de charbon, de substance carbonifère, de sable bitumineux, d’une substance contenant du sable bitumineux ou de l’ammonite, et englobe les infrastructures connexes mais n’inclut pas une carrière.

« schéma simplifié des procédés » Diagramme montrant la relation et les mouvements des matières de base et des produits obtenus à la cimenterie ainsi que l’équipement servant à leur production.

« traitement dans un four en voie humide » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four en voie humide, de la pierre calcaire, de l’argile, de la poussière recyclée ou d’autres substances recyclées ou d’autres matières de base, en vue de produire du clinker.

« traitement dans un four en voie sèche à précalcinateur » Procédé visant à produire du clinker dans un appareil qui combine un préchauffeur, un précalcinateur et un four rotatif et qui effectue le préchauffage, le chauffage, la précalcination, la calcination et le brûlage de la pierre calcaire, de l’argile et d’autres matières premières, de la poussière recyclée ou d’autres matériaux recyclés.

« traitement dans un four en voie sèche à préchauffeur » Procédé visant à produire du clinker dans un appareil qui combine un préchauffeur et un four en voie sèche et qui effectue le préchauffage, le chauffage, la calcination et le brûlage de la pierre calcaire, de l’argile et d’autres matières premières, de la poussière recyclée ou d’autres matériaux recyclés.

« traitement dans un four long en voie sèche » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four long en voie sèche, de la pierre calcaire, de l’argile, de la poussière recyclée ou d’autres substances recyclées ou d’autres matières de base, en vue de produire du clinker.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de la cimenterie.
4. L’adresse municipale et l’adresse postale de la cimenterie, s’il y a lieu.
5. L’année du début de l’exploitation de la cimenterie.
6. Le nombre de jours pendant lesquels la cimenterie était en exploitation au cours de l’année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l’exploitant déclarant que toute l’information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d’émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de PM_{2,5}, de PM₁₀, de NO_x, de SO_x et de SO₂ pour chaque cimenterie, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. The total annual quantity of the following substances released from each cement facility:

- (i) mercury, in kilograms; and
- (ii) dioxins and furans, in grams of I-TEQ.

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases of TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO_x, and SO₂ for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions; and
- (iii) fugitive emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each cement facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions; and
- (iii) fugitive emissions.

14. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 13 and 20.

15. For the purpose of paragraphs 10, 12 and 17, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

16. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

17. The total annual quantity, in tonnes, of releases of TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO_x, SO₂ and CO₂ from each stack that releases emissions from one or more of the activities listed below. For each stack for which a quantity is reported, the operator shall identify the activity whose emissions are released via that stack:

- (i) wet kiln processing;
- (ii) long dry kiln processing;
- (iii) preheater kiln processing;
- (iv) precalciner dry kiln processing;
- (v) clinker cooling;
- (vi) raw material grinding; and
- (vii) finish grinding.

18. The annual average concentration, in milligrams per dry reference cubic metre corrected to 11% oxygen concentration by volume, of TPM, PM_{2.5}, and PM₁₀ releases from each stack referred to in paragraph 17.

19. The annual average concentration of mercury, in micrograms per dry reference cubic metre corrected to 11% oxygen concentration by volume, and of dioxins and furans, in picograms of I-TEQ per dry reference cubic metre corrected to 11% oxygen concentration by volume, releases from each stack as a result of the activities listed below:

- (i) wet kiln processing;
- (ii) long dry kiln processing;
- (iii) preheater kiln processing; and
- (iv) precalciner dry kiln processing.

20. For each of the releases reported in subparagraphs 12(i) and 13(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

11. La quantité totale annuelle, des substances suivantes émises par chaque cimenterie :

- (i) mercure, en kilogrammes;
- (ii) dioxines et furanes, en grammes d'ÉTI.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de PM_{2.5}, de PM₁₀, de NO_x, de SO_x et de SO₂, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions fugitives.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque cimenterie, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions fugitives.

14. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 13 et 20.

15. Pour les besoins des alinéas 10, 12 et 17, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

16. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

17. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de TPM, de PM_{2.5}, de PM₁₀, de NO_x, de SO_x, de SO₂ et de CO₂ rejetée par chaque cheminée qui rejette des émissions provenant d'une ou de plusieurs des activités énumérées ci-après. Pour chaque cheminée pour laquelle une quantité est déclarée, l'exploitant doit préciser l'activité dont les émissions sont rejetées par ladite cheminée :

- (i) traitement dans un four en voie humide;
- (ii) traitement dans un four long en voie sèche;
- (iii) traitement dans un four à préchauffeur;
- (iv) traitement dans un four en voie sèche à précalcinateur;
- (v) refroidissement du clinker;
- (vi) broyage de matières premières;
- (vii) broyage de finition.

18. La concentration moyenne annuelle, en milligrammes par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration de 11 % d'oxygène par volume, des rejets de TPM, de PM_{2.5} et de PM₁₀ de chaque cheminée mentionnée à l'alinéa 17.

19. La concentration moyenne annuelle des rejets de mercure, en microgrammes par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration de 11 % d'oxygène par volume, et des rejets de dioxines et de furanes, en picogrammes d'ÉTI par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration d'oxygène de 11 % par volume, de chaque cheminée provenant des activités énumérées ci-après :

- (i) traitement dans un four en voie humide;
- (ii) traitement dans un four long en voie sèche;
- (iii) traitement dans un four à préchauffeur;
- (iv) traitement dans un four en voie sèche à précalcinateur.

20. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 12(i) et 13(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

21. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ industrial process emissions resulting from the calcination or dissolution of carbonates.

22. The total annual quantity, in tonnes, of fugitive emissions of TPM, PM_{2.5} and PM₁₀, for each category listed below:

- (i) storage emissions; and
- (ii) loading and unloading emissions.

Quantification method

23. For each quantity reported under paragraphs 10 through 13 and 17 through 22, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) is used.

Fuel

24. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each cement facility.

Higher heating value

25. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraph 24.

Cogeneration

26. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Feedstocks

27. The total annual quantity, in tonnes, of each feedstock listed below, used at each cement facility:

- (i) limestone;
- (ii) dolomite;
- (iii) dolomitic limestone;
- (iv) marl;
- (v) chalk; and
- (vi) shale.

Production

28. The total annual quantity, in tonnes, of clinker produced by each activity listed below:

- (i) wet kiln processing;
- (ii) long dry kiln processing;

21. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions de procédés industriels de CO₂ rejetée par la calcination ou la dissolution des carbonates.

22. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions fugitives de TPM, de PM_{2.5} et de PM₁₀ rejetées par chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement.

Méthode de quantification

23. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 13 et 17 à 22, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii).

Combustible

24. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4, utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque cimenterie.

Pouvoir calorifique supérieur

25. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 24, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Cogénération

26. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Matières de base

27. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque matière de base énumérée ci-après, utilisée à chaque cimenterie :

- (i) pierre calcaire;
- (ii) dolomite;
- (iii) calcaire dolomitique;
- (iv) marne;
- (v) craie;
- (vi) schiste.

Production

28. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de clinker produite par les activités suivantes :

- (i) traitement dans un four en voie humide;
- (ii) traitement dans un four long en voie sèche;

- (iii) preheater kiln processing; and
- (iv) precalciner dry kiln processing.

29. The total annual quantity, in tonnes, of cement produced at each cement facility.

Process flow sheet

- 30. A process flow sheet for each cement facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

31. For the pollution abatement equipment in operation at the cement facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, and mercury; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

32. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 31,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the cement facility within the calendar years 2001 through 2006, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, and CO₂:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and
 - (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

33. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the cement facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

- (iii) traitement dans un four à préchauffeur;
- (iv) traitement dans un four en voie sèche à précalcinateur.

29. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de ciment produite à chaque cimenterie.

Schéma simplifié des procédés

- 30. Le schéma simplifié des procédés pour chaque cimenterie.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

31. Concernant l'équipement antipollution en opération à la cimenterie au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x et mercure;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise ou, si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

32. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 31 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à la cimenterie au cours des années civiles 2001 à 2006 et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x et CO₂ :
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;
 - d) améliorations de l'efficacité énergétique;
 - e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

33. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à la cimenterie au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 8

ANNEXE 8

CHEMICALS MANUFACTURING

FABRICATION DE PRODUITS CHIMIQUES

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a chemical manufacturing facility that, in the 2006 calendar year, released one or more of the substances set out below, at or above the corresponding release threshold for that substance, shall report in accordance with this Schedule for each chemical manufacturing facility they operate. The operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the chemical manufacturing facility meets or exceeds the release threshold.

Release threshold for total greenhouse gases, calculated on an annual basis and expressed as carbon dioxide equivalent – 50 000 tonnes of carbon dioxide equivalent.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 50 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 100 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 100 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 100 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 50 tonnes.

Release threshold for total gaseous ammonia, calculated on an annual basis – 100 tonnes.

2. For the purposes of determining whether a chemical manufacturing facility meets or exceeds the release threshold for greenhouse gases set out in paragraph 1 of Part 1 of this Schedule, the following equation is to be used:

$$\text{TotalCO}_2\text{eq} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{GWP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}})_i + \sum_1^i (E_{\text{HFC}} \times \text{GWP}_{\text{HFC}})_i$$

where

E = total releases of a particular gas or gas species from the chemical manufacturing facility in the 2006 calendar year, expressed in tonnes

i = each greenhouse gas source

GWP = global warming potential set out in column 4 of Part 2 and Part 4 of Schedule 1 and

HFC = each of the substances listed in Part 4 of Schedule 1

3. When the operator of a chemical manufacturing facility determines the total emissions of the chemical manufacturing facility in order to establish whether or not the emissions release threshold for greenhouse gases set out in paragraph 1 of Part 1 of this Schedule has been met or exceeded, CO₂ emissions from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in that determination of total emissions.

4. NO_x emissions shall be expressed as NO₂ on a mass basis when calculating the mass reporting threshold for NO_x.

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de fabrication de produits chimiques qui a rejeté, au cours de l'année civile 2006, une ou plusieurs des substances précisées ci-après dans des quantités égales ou supérieures au seuil établi pour ces substances doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour chaque installation de fabrication de produits chimiques qu'il exploite. L'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard de la substance pour laquelle l'installation de fabrication de produits chimiques atteint ou dépasse le seuil d'émissions.

Seuil d'émissions totales de gaz à effet de serre, calculé annuellement et exprimé en équivalent en dioxyde de carbone – 50 000 tonnes métriques d'équivalent en dioxyde de carbone.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 50 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement – 100 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 100 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 100 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement – 50 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales d'ammoniac gazeux, calculé annuellement – 100 tonnes métriques.

2. Afin de déterminer si une installation de fabrication de produits chimiques atteint ou dépasse le seuil d'émissions de gaz à effet de serre précisé à l'alinéa 1 de la partie 1 de la présente annexe, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\text{ÉquivalentCO}_2\text{Total} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{PRP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{PRP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{PRP}_{\text{N}_2\text{O}})_i + \sum_1^i (E_{\text{HFC}} \times \text{PRP}_{\text{HFC}})_i$$

où :

E = émissions totales d'un gaz ou d'une espèce de gaz donné provenant de l'installation de fabrication de produits chimiques pendant l'année civile 2006, exprimées en tonnes métriques

i = chaque source de gaz à effet de serre

PRP = potentiel de réchauffement planétaire figurant dans la colonne 4 de la partie 2 et de la partie 4 de l'annexe 1

HFC = chacune des substances énumérées dans la partie 4 de l'annexe 1

3. Lorsque l'exploitant d'une installation de fabrication de produits chimiques calcule les émissions totales de l'installation de fabrication de produits chimiques afin de déterminer si les émissions atteignent ou dépassent le seuil d'émission de gaz à effet de serre précisé à l'alinéa 1 de la partie 1 de la présente annexe, il ne doit pas prendre en compte les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse dans son calcul.

4. Pour le calcul du seuil de déclaration des NO_x, ces NO_x doivent être exprimés sous forme de poids de NO₂.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

- “activity” means cogeneration, central steam generation, or product manufacturing activity.
- “carbon dioxide equivalent (CO₂eq)” means an amount of a substance, as set out in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, reported in units of mass, and multiplied by the global warming potential (GWP) set out in column 4 of Part 2 and Part 4 of Schedule 1.
- “facility diagram” means a diagram of the activities that are carried out at the facility, showing the interconnections and production relationships between activities.
- “chemical manufacturing facility” means a facility classified under NAICS Code 325.
- “co-product” means a product that is produced together with another product.
- “cooling tower emissions” means releases of fugitive emissions from an open-water recirculating device that uses fans or natural draft to draw or force ambient air through the device to cool water.
- “greenhouse gases” means the substances listed at items 1 through 7 in Part 2 of Schedule 1 and all substances listed in Part 4 of Schedule 1.
- “gross production” means the total quantity of all products produced, including co-products, from all activities carried out at the chemical manufacturing facility, including production for the purpose of sale, retention in inventory, or use at the chemical manufacturing facility.
- “incineration emissions” means releases from a waste thermal destruction unit that does not recover energy.
- “intermediate substance” means a substance produced by a product manufacturing activity at the chemical manufacturing facility and that is further processed by means of another product manufacturing activity at that facility.
- “net production” means the total quantity of all products produced, including co-products, for the purpose of sale to another person.
- “product manufacturing activity” means a process undertaken at a chemical facility to manufacture a specific product or products and includes the processing of a substance or feedstock to increase its effectiveness or its purity.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. A list of the activities that are carried out at the chemical manufacturing facility.
4. The chemical manufacturing facility’s name, longitude and latitude.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s’appliquent qu’à la présente annexe :

- « activité » Activité de cogénération, de génération de vapeur centrale ou de fabrication de produits.
- « activité de fabrication de produits » Procédé utilisé à une installation de produits chimiques pour fabriquer un ou des produits donnés et inclut le traitement d’une substance ou d’une matière de base afin d’accroître son efficacité ou sa pureté.
- « coproduit » Produit fabriqué conjointement avec un autre produit.
- « émissions de la tour de refroidissement » Rejets d’émissions fugitives provenant d’un dispositif de recirculation des eaux libres qui utilise des ventilateurs ou le tirage naturel pour aspirer de l’air ambiant ou pour forcer l’air ambiant à entrer dans le dispositif pour refroidir l’eau.
- « émissions provenant de l’incinération » Rejets provenant d’une unité de destruction thermique des déchets qui ne récupère pas l’énergie.
- « équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂) » Quantité d’une substance, indiquée à l’alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, exprimée en unités de masse et multipliée par le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) figurant dans la colonne 4 de la partie 2 et de la partie 4 de l’annexe 1.
- « gaz à effet de serre » Substances énumérées dans les articles 1 à 7 de la partie 2 de l’annexe 1 et toutes les substances énumérées dans la partie 4 de l’annexe 1.
- « installation de fabrication de produits chimiques » Installation classée sous le code 325 du SCIAN.
- « production brute » Quantité totale de tous les produits fabriqués, incluant les coproduits, provenant de toutes les activités effectuées à l’installation de fabrication de produits chimiques, y compris la production destinée à la vente, au maintien des inventaires ou à l’utilisation à l’installation de fabrication de produits chimiques.
- « production nette » Quantité totale de tous les produits fabriqués, y compris les coproduits, fabriqués afin d’être vendus à une autre personne.
- « schéma de l’installation » Diagramme des activités effectuées à l’installation montrant les interconnexions et les liens de production entre les activités.
- « substance intermédiaire » Substance produite par une activité de fabrication de produits à une installation de fabrication de produits chimiques et qui subit un second traitement dans le cadre d’une autre activité de fabrication de produits à cette même installation.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).
3. Une liste des activités effectuées à l’installation de fabrication de produits chimiques.
4. Le nom, la longitude et la latitude de l’installation de fabrication de produits chimiques.

5. The chemical manufacturing facility's civic and postal addresses, if any.

6. The year in which each activity began at the chemical manufacturing facility.

7. The number of days during which each activity was carried out at the chemical manufacturing facility in the 2006 calendar year.

8. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code of the facility.

9. The NPRI identification number of the facility, if any.

10. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of facility emissions released

11. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each chemical manufacturing facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1 and gaseous ammonia, excluding on-site mobile combustion emissions.

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CO₂, NO_x, SO_x, and SO₂ from each chemical manufacturing facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) incineration emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of releases of VOCs from each chemical manufacturing facility, for each source category listed below:

- (i) industrial process emissions;
- (ii) venting emissions;
- (iii) flaring emissions; and
- (iv) incineration emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of releases of gaseous ammonia from each chemical manufacturing facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions; and
- (iii) venting emissions.

15. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CH₄ and each of the HFCs listed in Part 4 of Schedule 1 from each chemical manufacturing facility, for each source category listed below:

- (i) industrial process emissions; and
- (ii) venting emissions.

16. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CH₄ wastewater emissions from each chemical manufacturing facility.

17. The total annual quantity, in tonnes, of releases of N₂O industrial process emissions from each chemical manufacturing facility.

Other emissions

18. The total annual quantity, in tonnes, of releases of fugitive emissions of VOCs and gaseous ammonia releases from each chemical manufacturing facility.

5. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'installation de fabrication de produits chimiques, s'il y a lieu.

6. L'année du début de chaque activité à l'installation de fabrication de produits chimiques.

7. Le nombre de jours pendant lesquels chaque activité était effectuée à l'installation de fabrication de produits chimiques au cours de l'année civile 2006.

8. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres de l'installation.

9. Le numéro d'identification de l'INRP de l'installation, s'il y a lieu.

10. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées par l'installation

11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1 et pour l'ammoniac gazeux, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂, de NO_x, de SO_x et de SO₂ de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions provenant de l'incinération.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de procédés industriels;
- (ii) émissions d'évacuation;
- (iii) émissions de torchage;
- (iv) émissions provenant de l'incinération.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets d'ammoniac gazeux de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation.

15. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ et de chacun des hydrocarbures fluorés (HFC) énumérés dans la partie 4 de l'annexe 1 de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de procédés industriels;
- (ii) émissions d'évacuation.

16. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ provenant d'émissions des eaux usées de chaque installation de fabrication de produits chimiques.

17. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de N₂O provenant d'émissions de procédés industriels de chaque installation de fabrication de produits chimiques.

Autres émissions

18. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV et d'ammoniac gazeux provenant d'émissions fugitives de chaque installation de fabrication de produits chimiques.

19. The total annual quantity, in tonnes, of VOCs and gaseous ammonia releases from each chemical manufacturing facility, for each fugitive category listed below:

- (i) storage emissions;
- (ii) loading and unloading emissions;
- (iii) equipment leak emissions; and
- (iv) cooling tower emissions.

Emissions by activity

20. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, NO_x, SO_x, SO₂, gaseous ammonia and VOCs, for each activity.

21. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CO₂ stationary fuel combustion emissions, for each activity.

22. For each product manufacturing activity with industrial process emissions of CO₂, CH₄, or N₂O resulting from chemical reactions,

- (i) the product manufacturing activity with which each emission substance is associated;
- (ii) the total annual quantity, in tonnes, of CO₂, CH₄, and N₂O releases of industrial process emissions from that product manufacturing activity; and
- (iii) the chemical reaction equation for each activity resulting in CO₂, CH₄, and N₂O releases.

23. For each product manufacturing activity with industrial process emissions of CO₂ resulting from a physical action,

- (i) the product manufacturing activity with which industrial process emissions of CO₂ are associated; and
- (ii) the total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases of industrial process emissions from that product manufacturing activity.

24. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 11 through 23.

25. CH₄ releases from the decomposition of biomass shall be included in the emissions reported in paragraphs 15, 16, 20 and 22.

26. CH₄ and N₂O releases from the combustion of fuels shall not be included in the emissions reported in paragraphs 11 through 23.

27. NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis in the emissions reported in paragraphs 11 through 23.

28. In instances where industrial process emissions are produced in combination with releases from stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the releases according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

Quantification method

29. For each quantity reported under paragraphs 11 through 23, the method or methods listed below used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;

19. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV et d'ammoniac gazeux de chaque installation de fabrication de produits chimiques, pour chacune des catégories d'émissions fugitives suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
- (iii) émissions provenant de fuites de l'équipement;
- (iv) émissions de la tour de refroidissement.

Émissions par activité

20. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂, de CH₄, de N₂O, de HFC, de NO_x, de SO_x, de SO₂, d'ammoniac gazeux et de COV pour chaque activité.

21. Pour chaque activité, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible.

22. Pour chaque activité de fabrication de produits accompagnée d'émissions de procédés industriels de CO₂, de CH₄ ou de N₂O résultant de réactions chimiques :

- (i) l'activité de fabrication de produits à laquelle chaque substance émise est liée;
- (ii) la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions de procédés industriels de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de cette activité de fabrication de produits;
- (iii) l'équation de la réaction chimique pour chaque activité résultant en rejets de CO₂, de CH₄ et de N₂O.

23. Pour chaque activité de fabrication de produits accompagnée d'émissions de procédés industriels de CO₂ résultant d'une action physique :

- (i) l'activité de fabrication de produits à laquelle les émissions de procédés industriels de CO₂ sont liées;
- (ii) la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions de procédés industriels de CO₂ provenant de cette activité de fabrication de produits.

24. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 11 à 23.

25. Les rejets de CH₄ provenant de la décomposition de la biomasse doivent être inclus dans les émissions déclarées aux alinéas 15, 16, 20 et 22.

26. Les rejets de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion de combustibles ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 11 à 23.

27. Pour les besoins des alinéas 11 à 23, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

28. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les rejets provenant d'émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit classer les rejets dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

Méthode de quantification

29. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 11 à 23, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;

- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

30. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each facility.

31. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each facility.

Higher heating value

32. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 30 and 31.

Cogeneration

33. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

34. In relation to production at the chemical manufacturing facility,

- (i) the total annual quantity, in tonnes, of gross production at each chemical manufacturing facility;
- (ii) the total annual quantity, in tonnes, of net production at each chemical manufacturing facility; and
- (iii) any alternate production index for use instead of gross or net production reported in subparagraphs (i) or (ii). The operator shall report all data used by that person to calculate the alternate production index.

35. A list of each of the products, including co-products, produced by each product manufacturing activity in the 2006 calendar year.

36. For each of the products, including co-products, reported in paragraph 35, the total annual quantity, in tonnes, of each product and co-product produced by each product manufacturing activity.

37. In relation to CO₂,

- (i) for each product manufacturing activity that produced CO₂, the total annual quantity, in tonnes, of CO₂ produced that is sold;
- (ii) whether each quantity of CO₂ referred to in subparagraph (i) is the result of a chemical reaction or a physical action;
- (iii) the total annual quantity of CO₂ produced at the chemical manufacturing facility and used on-site by the facility; and

- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

30. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque installation.

31. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation.

Pouvoir calorifique supérieur

32. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 30 et 31, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Cogénération

33. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

34. Relativement à la production à l'installation de fabrication de produits chimiques :

- (i) la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de production brute à chaque installation de fabrication de produits chimiques;
- (ii) la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de production nette à chaque installation de fabrication de produits chimiques;
- (iii) tout autre indice de production devant être utilisé au lieu de la production brute et de la production nette déclarées au sous-alinéa (i) ou (ii). L'exploitant doit déclarer toutes les données utilisées pour calculer cet autre indice de production.

35. Une liste de chacun des produits, y compris les coproduits, fabriqués par chaque activité de fabrication de produits au cours de l'année civile 2006.

36. Pour chacun des produits, y compris les coproduits, déclarés à l'alinéa 35, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit ou coproduit fabriqué par chaque activité de fabrication de produits.

37. Relativement au CO₂ :

- (i) pour chaque activité de fabrication de produits ayant produit du CO₂, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de CO₂ produit vendue;
- (ii) si chaque quantité de CO₂ mentionnée au sous-alinéa (i) est le résultat d'une réaction chimique ou d'une action physique;
- (iii) la quantité totale annuelle de CO₂ produite à chaque installation de fabrication de produits chimiques et utilisée sur le site par l'installation;

(iv) the product manufacturing activity at the facility that used the CO₂ identified in subparagraph (i).

38. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ purchased for use at the chemical manufacturing facility and the product manufacturing activity using that CO₂.

Facility diagram

39. A facility diagram showing

- (i) each activity that takes place at the facility; and
- (ii) products and the co-products, if any, and the intermediate substances, if any, produced at the chemical manufacturing facility and the product manufacturing activity that results in each product, co-product and intermediate substance.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

40. For the pollution abatement equipment in operation at the chemical manufacturing facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: NO_x, SO_x, gaseous ammonia, VOCs, and greenhouse gases;
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),

(a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;

(b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and

(c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

41. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 40,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the chemical manufacturing facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances NO_x, SO_x, gaseous ammonia, VOCs, greenhouse gases:

(a) industrial process changes;

(b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;

(c) substituting one fuel for another;

(d) energy efficiency improvements; and

(e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

42. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the chemical manufacturing facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and

(iv) l'activité de fabrication de produits à l'installation qui a utilisé le CO₂ mentionné au sous-alinéa (i).

38. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de CO₂ achetée aux fins d'utilisation à l'installation de fabrication de produits chimiques et l'activité de fabrication de produits utilisant ce CO₂.

Schéma de l'installation

39. Un schéma de l'installation montrant :

- (i) chaque activité ayant lieu à l'installation;
- (ii) les produits ainsi que les coproduits et les substances intermédiaires, s'il y a lieu, préparés à l'installation de fabrication de produits chimiques et l'activité de fabrication de produits qui permet d'obtenir chaque produit, coproduit et substance intermédiaire.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

40. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de fabrication de produits chimiques au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : NO_x, SO_x, ammoniac gazeux, COV et gaz à effet de serre;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :

a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;

b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;

c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

41. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 40 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de fabrication de produits chimiques au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, NO_x, SO_x, ammoniac gazeux, COV et gaz à effet de serre :

a) modification des procédés industriels;

b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;

c) remplacement d'un combustible par un autre;

d) améliorations de l'efficacité énergétique;

e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

42. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de fabrication de produits chimiques au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;

- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 (a) prior to 1995; or
 (b) during or after 1995.

- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 a) avant 1995;
 b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 9

ANNEXE 9

ELECTRICITY

ÉLECTRICITÉ

Part 1 – Persons required to report**Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration**

1. The operator of an electricity-generating facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each electricity-generating facility that they operate. The requirements in this notice and this Schedule do not apply to hospitals, schools, prisons or other correctional facilities, or hotels that produce electricity on site.

1. L'exploitant d'une installation de production d'électricité doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque installation de production d'électricité dont il est l'exploitant. Les exigences précisées dans le présent avis et la présente annexe ne s'appliquent ni aux hôpitaux, ni aux écoles, ni aux prisons ou autres établissements correctionnels ou aux hôtels qui produisent de l'électricité sur place.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, VOCs, mercury and greenhouse gases, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substances for which an electricity-generating unit meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, COV, le mercure et les gaz à effet de serre, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles une unité de production d'électricité atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 1 tonne.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 1 tonne métrique.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement – 0,3 tonne métrique.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement – 0,5 tonne métrique.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 5 tonnes.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement – 5 tonnes métriques.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 5 tonnes.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 5 tonnes métriques.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 5 tonnes.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 5 tonnes métriques.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement – 10 tonnes métriques.

Release threshold for total mercury, calculated on an annual basis – 2.5 kg.

Seuil d'émissions totales de mercure, calculé annuellement – 2,5 kg.

Release threshold for total greenhouse gases calculated on an annual basis and expressed as carbon dioxide equivalent – 10 000 tonnes of carbon dioxide equivalent.

Seuil d'émissions totales de gaz à effet de serre, calculé annuellement et exprimé en équivalent en dioxyde de carbone – 10 000 tonnes métriques d'équivalent en dioxyde de carbone.

3. For the purposes of determining whether an electricity-generating unit meets or exceeds the release threshold for total greenhouse gases set out in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, the following equation is to be used:

3. Afin de déterminer si une unité de production d'électricité atteint ou dépasse le seuil d'émissions totales de gaz à effet de serre décrit à l'alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, l'équation suivante doit être utilisée :

$$TotalCO_2eq = \sum_1^i (E_{CO_2} \times GWP_{CO_2})_i + \sum_1^i (E_{CH_4} \times GWP_{CH_4})_i + \sum_1^i (E_{N_2O} \times GWP_{N_2O})_i$$

$$ÉquivalentCO_2Total = \sum_1^i (E_{CO_2} \times PRP_{CO_2})_i + \sum_1^i (E_{CH_4} \times PRP_{CH_4})_i + \sum_1^i (E_{N_2O} \times PRP_{N_2O})_i$$

where

où :

E = total releases of a particular gas or gas species from the electricity-generating unit in the 2006 calendar year, expressed in tonnes

E = émissions totales d'un gaz ou d'une espèce de gaz donné provenant de l'unité de production d'électricité pendant l'année civile 2006, exprimées en tonnes métriques

i = each emission source and

i = chaque source d'émission

GWP = global warming potential set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1

PRP = potentiel de réchauffement planétaire figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1

4. CO₂ emissions from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the determination of total emissions for the purposes of establishing whether an electricity-generating unit meets or exceeds the release threshold.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“carbon dioxide equivalent (CO₂eq)” means an amount of a substance, as set out in paragraph 3 of Part 1 of this Schedule, reported in units of mass, and multiplied by the global warming potential (GWP) set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1.

“electricity-generating facility” means a facility that

- (i) comprises one or more electricity-generating units;
- (ii) produces electricity; and
- (iii) is not part of another facility identified in Schedules 5 through 8 and Schedules 10 through 20 inclusively.

“electricity-generating unit” means a stationary combustion device that provides energy to a generator with a nameplate capacity equal to or greater than 10 MWe, and includes a cogeneration unit with a nameplate capacity equal to or greater than 10 MWe.

“greenhouse gases” means carbon dioxide, which has the molecular formula CO₂; methane, which has the molecular formula CH₄; and nitrous oxide, which has the molecular formula N₂O.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The electricity-generating facility’s name, longitude and latitude.

4. The electricity-generating facility’s civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the electricity-generating facility began operation.

6. The number of days during which the electricity-generating facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted

10. The type(s) of electricity-generating unit(s) that was in operation at the electricity-generating facility at any time during the 2006 calendar year, from the following:

- (i) steam turbine (ST);
- (ii) gas turbine (GT);
- (iii) internal combustion engine (IC);

4. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être prises en compte dans le calcul des émissions totales lorsqu’il s’agit de déterminer si une unité de production d’électricité atteint ou dépasse le seuil d’émissions.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s’appliquent qu’à la présente annexe :

« équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂) » Quantité d’une substance, indiquée à l’alinéa 3 de la partie 1 de la présente annexe, exprimée en unités de masse et multipliée par le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l’annexe 1.

« gaz à effet de serre » Dioxyde de carbone, dont la formule moléculaire est CO₂, méthane, dont la formule moléculaire est CH₄, et oxyde nitreux, dont la formule moléculaire est N₂O.

« installation de production d’électricité » Installation :

- (i) qui est composée d’une ou de plusieurs unités de production d’électricité;
- (ii) qui produit de l’électricité;
- (iii) qui ne fait pas partie de l’une des installations décrites dans les annexes 5 à 8 et 10 à 20 inclusivement.

« unité de production d’électricité » appareil de combustion stationnaire qui alimente en énergie une génératrice dont la capacité nominale est égale ou supérieure à 10 MWe et est applicable à une unité de cogénération dont la capacité nominale est égale ou supérieure à 10 MWe.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de l’installation de production d’électricité.

4. L’adresse municipale et l’adresse postale de l’installation de production d’électricité, s’il y a lieu.

5. L’année du début de l’exploitation de l’installation de production d’électricité.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l’installation de production d’électricité était en exploitation au cours de l’année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l’exploitant déclarant que toute l’information requise en réponse à cet avis a été soumise.

10. Le ou les types d’unité de production d’électricité qui étaient en opération à l’installation de production d’électricité à un moment donné au cours de l’année civile 2006, soit :

- (i) turbine à vapeur (TV);
- (ii) turbine à gaz (TG);
- (iii) moteur à combustion interne (CI);

- (iv) combined cycle gas turbine (CC);
- (v) cogeneration unit including a steam turbine (CGST); or
- (vi) cogeneration unit including a gas turbine (CGGT).

11. For each electricity-generating unit, the year in which the unit began operation.

Quantities of emissions released

12. The total annual quantity, in tonnes, of stationary fuel combustion emissions of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1 released from each electricity-generating unit.

13. For the purpose of paragraph 12, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

14. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CO₂ stationary fuel combustion emissions from each electricity-generating unit.

15. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraph 14.

Quantification method

16. For each quantity reported under paragraphs 12 and 14, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) is used.

Fuel

17. For each electricity-generating unit, the total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at that electricity-generating unit.

Fuel characteristics

18. For each electricity-generating unit, and for each fuel quantity reported under paragraph 17

- (i) the annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity;
- (ii) the annual average carbon content, in percent by mass;
- (iii) the annual average sulphur content, in percent by mass; and
- (iv) the annual average ash content, in percent by mass.

Mercury

19. For each electricity-generating unit that is fuelled by items 1 through 9 inclusively in Part 1 of Schedule 4, the annual average mercury content, in percent by mass, of each type of fuel as set

- (iv) turbine à gaz à cycle combiné (CC);
- (v) unité de cogénération comprenant une turbine à vapeur (CGTV);
- (vi) unité de cogénération comprenant une turbine à gaz (CGTG).

11. L'année du début de l'exploitation de chaque unité de production d'électricité.

Quantités d'émissions rejetées

12. Pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions de combustion stationnaire de combustible rejetées par chaque unité de production d'électricité.

13. Pour les besoins de l'alinéa 12, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible pour chaque unité de production d'électricité.

15. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu de l'alinéa 14.

Méthode de quantification

16. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 12 et 14, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii).

Combustible

17. S'il y a lieu, pour chaque unité de production d'électricité, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à cette unité de production d'électricité.

Caractéristiques du combustible

18. Pour chaque unité de production d'électricité et pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 17 :

- (i) le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible;
- (ii) la teneur en carbone moyenne annuelle, en pourcentage de la masse;
- (iii) la teneur en soufre moyenne annuelle, en pourcentage de la masse;
- (iv) la teneur en cendres moyenne annuelle, en pourcentage de la masse.

Mercure

19. S'il y a lieu, pour chaque unité de production d'électricité qui fonctionne à partir des combustibles 1 à 9 inclusivement de la partie 1 de l'annexe 4, la teneur en mercure moyenne annuelle, en

out in Part 1 of schedule 4, if any, used at that electricity-generating unit.

20. For each electricity-generating unit that is fuelled by items 1 through 9 inclusively in Part 1 of Schedule 4, the total annual quantity, in kilograms, of mercury releases from the electricity-generating unit.

Cogeneration

21. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) thermal energy generated, in MWh;
- (ii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iii) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

22. The total annual quantity of electricity, in MWh, produced by each electricity-generating unit.

23. The total annual production capacity of electricity, in MWe, of each generator that is contained in each electricity-generating unit.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

24. For the pollution abatement equipment in operation at the electricity-generating unit during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the electricity-generating unit of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, NO_x, and mercury; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i);
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the electricity-generating unit, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

25. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 24,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the electricity-generating unit within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the electricity-generating unit's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, NO_x, mercury; and CO₂:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and

pourcentage de la masse, de chaque type de combustible décrit dans la partie 1 de l'annexe 4, utilisé à cette unité de production d'électricité.

20. Pour chaque unité de production d'électricité qui fonctionne à partir des combustibles 1 à 9 inclusivement de la partie 1 de l'annexe 4, la quantité totale annuelle, en kilogrammes, de mercure rejetée par l'unité de production d'électricité.

Cogénération

21. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (ii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iii) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

22. La quantité totale annuelle d'électricité produite par chaque unité de production d'électricité, en MWh.

23. La capacité de production totale annuelle, en MWe, d'électricité de chaque génératrice faisant partie de chaque unité de production d'électricité.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

24. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'unité de production d'électricité au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'unité de production d'électricité pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, NO_x et mercure;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'unité de production d'électricité, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

25. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 24 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de production d'électricité au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'unité de production d'électricité pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO₂, NO_x, mercure et CO₂ ;
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;

- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

26. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the electricity-generating unit during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the electricity-generating unit:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

SCHEDULE 10

IRON, STEEL AND ILMENITE SMELTING

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of an iron facility, a steel facility or an ilmenite smelting facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each iron, steel, or ilmenite smelting facility that they operate. An operator of a joint iron facility and steel facility shall report the information required under Part 3 of this Schedule.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, and SO_x, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substances for which an iron facility, a steel facility or an ilmenite smelting facility or a joint iron facility and steel facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“dry reference cubic metre” means a cubic metre corrected to 25°C, 101.3 kPa.

“hot rolling mill” means equipment designed to form hot semi-finished steel, such as slabs, billets and blooms, into a different shape using a series of rolls.

- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

26. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'unité de production d'électricité au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'unité de production d'électricité :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

ANNEXE 10

FER, ACIER ET FUSION D'ILMÉNITE

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de production de fer, d'une installation de production d'acier ou d'une fonderie d'ilménite doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque installation de production de fer, installation de production d'acier ou fonderie d'ilménite dont il est l'exploitant. L'exploitant d'une usine sidérurgique (production de fer et d'acier) doit déclarer l'information requise en vertu de la partie 3 de la présente annexe.

2. Pour chacune des substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂ et SO_x, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de production de fer, l'installation de production d'acier, la fonderie d'ilménite ou l'usine sidérurgique atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« ÉTI » « Équivalence de toxicité internationale », masse ou concentration qui est une somme des masses ou des concentrations des congénères individuels de polychlorodibenzoparadioxines et de polychlorodibenzofuranes multipliée par les facteurs d'équivalence toxique précisés dans la colonne 4 de la partie 5 de l'annexe 1.

“ilmenite smelting facility” means a facility that

- (i) engages in
 - (a) the smelting of ilmenite ore into titanium slag and iron;
 - (b) the production of titanium slag upgraded using the UGS process;
 - (c) the production of steel from iron obtained from the smelting of ilmenite ore; and
 - (d) the production of thermal energy for use in smelting ilmenite ore into titanium slag and iron, in upgrading titanium slag, or in the production of steel; and
- (ii) includes an ilmenite smelting facility that produces steel or that reheats steel for the purpose of preparing it or for rolling into a steel shape, in order for the steel to be used to manufacture other products; or
- (iii) engages in any combination of (i)(a) through (d) inclusively and (ii).

“iron facility” means a facility that engages in an activity listed in subparagraphs (i) through (vi) below inclusively, and does not include an iron foundry that produces any manufactured item that is composed of iron and that is formed into a specific physical shape or design during manufacture and has, for its final use, a function or functions dependent in whole or in part on its shape or design. Items (i) through (vi) are

- (i) the production of metallurgical coke;
- (ii) the sintering of iron-bearing materials to yield material for feeding a blast furnace to produce iron;
- (iii) the production of iron by direct reduction;
- (iv) the production of pig iron in a blast furnace;
- (v) the production of thermal energy for use in making metallurgical coke or iron; or
- (vi) any combination of subparagraphs (i) through (v) inclusively.

“I-TEQ” means “International Toxicity Equivalent”, a mass or concentration that is a sum of the masses or concentrations of individual congeners of polychlorinated dibenzo-*p*-dioxins and polychlorinated dibenzofurans multiplied by the toxic equivalency factors as set out in column 4 of Part 5 of Schedule 1.

“process flow sheet” means a diagram showing the relation and flows of feedstocks and products produced at the ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility, and the equipment in which the feedstocks are used and the products are produced at the ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility.

“reheat furnace” means a furnace used to bring steel feedstock up to the temperature required to enable it to be formed into a steel shape.

“steel facility” means a facility that engages in an activity listed in subparagraphs (i) through (v) below inclusively, and does not include a steel foundry that produces any manufactured item that is composed of steel and that is formed into a specific physical shape or design during manufacture and has, for its final use, a function or functions dependent in whole or in part on its shape or design. Items (i) through (v) are

- (i) the production of liquid steel in a basic oxygen furnace (BOF);
- (ii) the production of liquid steel in an electric arc furnace (EAF);
- (iii) the reheating of steel for the purpose of preparing it for rolling into a steel shape in order to be used to manufacture other products;

« fonderie d’ilménite » Installation :

- (i) vouée à :
 - a) la fusion du minerai d’ilménite pour produire une scorie de titane et du fer;
 - b) la production de scorie de titane enrichie à l’aide du procédé UGS;
 - c) la production d’acier provenant du fer obtenu de la fusion du minerai d’ilménite;
 - d) la production d’énergie thermique aux fins d’utilisation dans la fusion du minerai d’ilménite pour produire une scorie de titane et du fer, dans l’enrichissement de scorie de titane ou dans la production d’acier;
- (ii) qui comprend une fonderie d’ilménite qui produit de l’acier ou qui réchauffe l’acier dans le but de le préparer en vue de son laminage en un profilé d’acier pouvant être utilisé pour fabriquer d’autres produits;
- (iii) vouée à toute combinaison des activités (i)a) à d) inclusivement et (ii).

« four de réchauffage » Four utilisé pour amener la matière de base de l’acier à la température requise pour être façonnée en profilés d’acier.

« installation de production d’acier » Installation vouée à une activité énumérée aux sous-alinéas (i) à (v) inclusivement ci-dessous, mais n’inclut pas les fonderies d’acier de moulage qui produisent des articles manufacturés composés d’acier et façonnés en une forme particulière durant la fabrication et qui ont, comme utilisation finale, une ou des fonctions qui dépendent en tout ou en partie de leur forme. Les activités des sous-alinéas (i) à (v) sont :

- (i) la production d’acier brut liquide dans un convertisseur basique à oxygène (CBO);
- (ii) la production d’acier brut liquide dans un four électrique à arc (FÉA);
- (iii) le réchauffage de l’acier dans le but de le préparer en vue de son laminage en un profilé d’acier pouvant être utilisé pour fabriquer d’autres produits;
- (iv) la production d’énergie thermique aux fins d’utilisation dans la fabrication d’acier ou de profilés d’acier;
- (v) toute combinaison des activités des sous-alinéas (i) à (v) inclusivement.

« installation de production de fer » Installation vouée à une activité énumérée aux sous-alinéas (i) à (vi) inclusivement ci-dessous, mais n’inclut pas les fonderies de fer qui produisent des articles manufacturés composés de fer et façonnés en une forme particulière durant la fabrication et qui ont, comme utilisation finale, une ou des fonctions qui dépendent en tout ou en partie de leur forme. Les activités des sous-alinéas (i) à (vi) sont :

- (i) la production de coke métallurgique;
- (ii) le frittage de matières ferreuses pour obtenir un matériau destiné à l’alimentation d’un haut fourneau pour produire du fer;
- (iii) la production de fer par réduction directe;
- (iv) la production de gueuses de fonte dans un haut fourneau;
- (v) la production d’énergie thermique aux fins d’utilisation dans la fabrication de coke métallurgique ou de fer;
- (vi) toute combinaison des activités des sous-alinéas (i) à (v) inclusivement.

« laminoir à chaud » Équipement sur lequel les produits d’acier solidifiés semi-finis, tels que les brames, les blooms ou les billettes, préalablement réchauffés à haute température sont écrasés entre des rouleaux.

- (iv) the production of thermal energy for use in making steel or steel shapes; or
- (v) any combination of subparagraphs (i) through (v) inclusively.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator's contact person, if any, and the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility's name, longitude and latitude.
4. The ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility's civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility began operation.
6. The number of days during which the ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1 and of benzene. This total quantity shall include on-site mobile combustion emissions.
11. The total annual quantity, in tonnes, of releases, from each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility, for each of the substances reported in paragraph 10, for each source category listed below:
 - (i) stationary fuel combustion emissions;
 - (ii) on-site mobile combustion emissions;
 - (iii) industrial process emissions;
 - (iv) venting emissions;
 - (v) flaring emissions; and
 - (vi) fugitive emissions.

« mètre cube de référence à sec » Mètre cube corrigé à 25 °C, à 101,3 kPa.

« schéma simplifié des procédés » Diagramme montrant la relation et les mouvements des matières de base et des produits obtenus à la fonderie d'ilménite, à l'installation de production de fer, à l'installation de production d'acier ou à l'usine sidérurgique ainsi que l'équipement dans lequel les matières de base sont utilisées et qui servent à la fabrication des produits à la fonderie d'ilménite, à l'installation de production de fer, à l'installation de production d'acier ou à l'usine sidérurgique.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de la fonderie d'ilménite, de l'installation de production de fer, de l'installation de production d'acier ou de l'usine sidérurgique.
4. L'adresse municipale et l'adresse postale de la fonderie d'ilménite, de l'installation de production de fer, de l'installation de production d'acier ou de l'usine sidérurgique, s'il y a lieu.
5. L'année du début de l'exploitation de la fonderie d'ilménite, de l'installation de production de fer, de l'installation de production d'acier ou de l'usine sidérurgique.
6. Le nombre de jours pendant lesquels la fonderie d'ilménite, l'installation de production de fer, l'installation de production d'acier ou l'usine sidérurgique était en exploitation au cours de l'année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de benzène et de chacune des substances énumérées dans les parties 1 et 2 de l'annexe 1 rejetées par chaque fonderie d'ilménite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique. Cette quantité totale doit inclure les émissions liées aux activités de combustion mobile se déroulant sur le site.
11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 10 rejetées par chaque fonderie d'ilménite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique, pour chacune des catégories suivantes :
 - (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
 - (ii) émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site;
 - (iii) émissions de procédés industriels;
 - (iv) émissions d'évacuation;
 - (v) émissions de torchage;
 - (vi) émissions fugitives.

12. The total annual quantity of releases from each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility, of each of the following substances:

- (i) polycyclic aromatic hydrocarbons, in tonnes, that are listed after the word "including" in item 2 in Part 3 of Schedule 1;
- (ii) mercury, in kilograms; and
- (iii) dioxins and furans, in grams of I-TEQ.

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) on-site mobile combustion emissions;
- (iii) industrial process emissions; and
- (iv) flaring emissions.

14. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 12 and 17.

15. For the purpose of paragraphs 10, 11 and 18, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

16. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

17. For each of the releases reported in subparagraphs 11(i) and 13(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

18. For each of the releases reported in paragraphs 10 and 11, the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from each activity listed below:

- (i) the production of metallurgical coke;
- (ii) the sintering of iron-bearing materials to yield material for feeding a blast furnace to produce iron;
- (iii) the production of iron by direct reduction;
- (iv) the production of pig iron in a blast furnace;
- (v) the production of liquid steel in a basic oxygen furnace;
- (vi) the production of liquid steel in an electric arc furnace;
- (vii) from all reheat furnaces;
- (viii) from all boilers used on site;
- (ix) the smelting of ilmenite ore into titanium slag and iron; and
- (x) the production of titanium slag upgraded using the UGS process.

19. The concentration of dioxins and furans in exhaust gas that is expressed in picograms of I-TEQ per dry reference cubic metre uncorrected for oxygen concentration, and that is determined during the 2006 calendar year by the measurement of these substances in exhaust gas released by

- (i) the sintering of iron-bearing materials to yield material for feeding a blast furnace to produce iron; and
- (ii) the production of liquid steel in an electric arc furnace.

12. La quantité totale annuelle de rejets de chaque fonderie d'ilménite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique, pour chacune des substances suivantes :

- (i) hydrocarbures aromatiques polycycliques énumérés après le mot « incluant » à l'article 2 de la partie 3 de l'annexe 1, en tonnes métriques;
- (ii) mercure, en kilogrammes;
- (iii) dioxines et furanes, en grammes d'ÉTI.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque fonderie d'ilménite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site;
- (iii) émissions de procédés industriels;
- (iv) émissions de torchage.

14. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 12 et 17.

15. Pour les besoins des alinéas 10, 11 et 18, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

16. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

17. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 11(i) et 13(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

18. Pour chacun des rejets déclarés en vertu des alinéas 10 et 11, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets provenant de chacune des activités suivantes :

- (i) la production de coke métallurgique;
- (ii) le frittage de matières ferreuses pour obtenir un matériau destiné à l'alimentation d'un haut fourneau pour produire du fer;
- (iii) la production de fer par réduction directe;
- (iv) la production de gueuses de fonte dans un haut fourneau;
- (v) la production d'acier brut liquide dans un convertisseur basique à oxygène;
- (vi) la production d'acier brut liquide dans un four électrique à arc;
- (vii) l'utilisation de tous les fours de réchauffage;
- (viii) l'utilisation de toutes les chaudières sur le site;
- (ix) la fusion du minerai d'ilménite pour produire une scorie de titane et du fer;
- (x) la production de scorie de titane enrichie à l'aide du procédé UGS.

19. La concentration de dioxines et de furanes dans les gaz d'échappement exprimée en picogrammes d'ÉTI par mètre cube de référence à sec non corrigé pour la concentration d'oxygène et qui est déterminée au cours de l'année civile 2006 en effectuant la mesure de ces substances dans les gaz d'échappement rejetés par :

- (i) le frittage de matières ferreuses pour obtenir un matériau destiné à l'alimentation d'un haut fourneau pour produire du fer;
- (ii) la production d'acier brut liquide dans un four électrique à arc.

Quantification method

20. For each quantity reported under paragraphs 10 through 13 and 17 through 19, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

21. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility.

22. The total annual quantity, in SI units, of coke oven gas used, by each activity listed below:

- (i) the production of metallurgical coke;
- (ii) the production of iron in a blast furnace;
- (iii) the reheating of steel in a reheat furnace; and
- (iv) the use of all boilers.

23. The total annual quantity, in SI units, of process gas produced by the ilmenite reduction furnace used, by each activity listed below:

- (i) the smelting of ilmenite ore into titanium slag and iron;
- (ii) the production of titanium slag upgraded using the UGS process;
- (iii) the reheating of steel in a reheat furnace; and
- (iv) the use of all boilers.

Higher heating value

24. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 21 to 23.

Energy

25. The total energy consumption, in GJ, in the 2006 calendar year for all reheat furnaces in an ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility.

Cogeneration

26. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Méthode de quantification

20. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 13 et 17 à 19, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

21. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque fonderie d'ilménite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique.

22. La quantité totale annuelle, en unités SI, de gaz de cokerie utilisée par les activités suivantes :

- (i) la production de coke métallurgique;
- (ii) la production de fer dans un haut fourneau;
- (iii) le réchauffage de l'acier dans un four de réchauffage;
- (iv) l'utilisation de toutes les chaudières.

23. La quantité totale annuelle, en unités SI, de gaz de procédé produite par le four de réduction d'ilménite utilisé, par chacune des activités suivantes :

- (i) la fusion du minerai d'ilménite pour produire une scorie de titane et du fer;
- (ii) la production de scorie de titane enrichie à l'aide du procédé UGS;
- (iii) le réchauffage de l'acier dans un four de réchauffage;
- (iv) l'utilisation de toutes les chaudières.

Pouvoir calorifique supérieur

24. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 21 à 23, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Énergie

25. La consommation totale d'énergie, en GJ, au cours de l'année civile 2006 pour tous les fours de réchauffage dans une fonderie d'ilménite, une installation de production de fer, une installation de production d'acier ou une usine sidérurgique.

Cogénération

26. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Feedstocks

27. The total annual quantity, in tonnes, of each feedstock listed below, used at each ilmenite smelting facility, iron facility, steel facility or joint iron and steel facility:

- (i) coal;
- (ii) metallurgical coke;
- (iii) limestone;
- (iv) dolomite;
- (v) iron ore, including pellets;
- (vi) sinter; and
- (vii) ilmenite ore.

Production

28. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below, produced at each iron facility, steel facility or joint iron and steel facility:

- (i) metallurgical coke;
- (ii) coke oven gas;
- (iii) sinter;
- (iv) iron;
- (v) liquid steel produced using a BOF;
- (vi) liquid steel produced using an EAF;
- (vii) solid steel cast from liquid steel produced using a BOF;
- (viii) solid steel cast from liquid steel produced using an EAF;
- (ix) steel reheated in reheat furnaces; and
- (x) finished product produced by hot rolling mills.

29. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below produced at each ilmenite smelting facility:

- (i) iron;
- (ii) steel;
- (iii) titanium slag; and
- (iv) titanium slag upgraded using the UGS process.

Process flow sheet

30. A process flow sheet for each iron facility, steel facility, ilmenite smelting facility, and joint iron and steel facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

31. For the pollution abatement equipment in operation at the iron and steel or ilmenite smelting facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2,5}, SO_x, NO_x, VOCs, benzene, mercury, dioxins and furans, and polycyclic aromatic hydrocarbons that are listed after the word "including" in Part 3 of Schedule 1; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the

Matières de base

27. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque matière de base énumérée ci-après utilisée à chaque fonderie d'ilmenite, installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique :

- (i) charbon;
- (ii) coke métallurgique;
- (iii) pierre calcaire;
- (iv) dolomite;
- (v) minerai de fer, y compris les boulettes;
- (vi) produit fritté;
- (vii) minerai d'ilménite.

Production

28. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de production de fer, installation de production d'acier ou usine sidérurgique :

- (i) coke métallurgique;
- (ii) gaz de cokerie;
- (iii) produit fritté;
- (iv) fer;
- (v) acier brut liquide produit dans un CBO;
- (vi) acier brut liquide produit dans un FÉA;
- (vii) acier calmé moulé fait d'acier brut liquide produit dans un CBO;
- (viii) acier calmé moulé fait d'acier brut liquide produit dans un FÉA;
- (ix) acier réchauffé dans des fours de réchauffage;
- (x) produit fini préparé dans un laminoir à chaud.

29. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque fonderie d'ilmenite :

- (i) fer;
- (ii) acier;
- (iii) scorie de titane;
- (iv) scorie de titane enrichie à l'aide du procédé UGS.

Schéma simplifié des procédés

30. Un schéma simplifié des procédés pour chaque installation de production de fer, installation de production d'acier, fonderie d'ilmenite ou usine de sidérurgie.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

31. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de production de fer, à l'installation de production d'acier ou à la fonderie d'ilmenite au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2,5}, SO_x, NO_x, COV, benzène, mercure, dioxines et furanes, et hydrocarbures aromatiques polycycliques énumérées après le mot « incluant » dans la partie 3 de l'annexe 1;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure

measurement was taken or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and

(c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

32. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 31,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the iron and steel or ilmenite smelting facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, VOCs, benzene, and CO₂:

(a) industrial process changes;

(b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;

(c) substituting one fuel for another;

(d) energy efficiency improvements; and

(e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

33. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the iron and steel or ilmenite smelting facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

(i) the substance monitored by that equipment; and

(ii) when the equipment became operational at the facility:

(a) prior to 1995; or

(b) during or after 1995.

a été prise ou, si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;

c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

32. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 31 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de production de fer, à l'installation de production d'acier ou à la fonderie d'ilménite au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, COV, benzène et CO₂ :

a) modification des procédés industriels;

b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;

c) remplacement d'un combustible par un autre;

d) améliorations de l'efficacité énergétique;

e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

33. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de production de fer, à l'installation de production d'acier ou à la fonderie d'ilménite au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

(i) la substance surveillée par l'équipement;

(ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :

a) avant 1995;

b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 11

IRON ORE PELLETS

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of an iron ore pellet facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each iron ore pellet facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂ and SO_x, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the iron ore pellet facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

ANNEXE 11

BOULETTES DE MINERAI DE FER

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une usine de boulettes de minerai de fer doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque usine de boulettes de minerai de fer dont il est l'exploitant.

2. Pour chacune des substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂ et SO_x, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'usine de boulettes de minerai de fer atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“iron ore pellet facility” means a facility that processes iron ore concentrate into iron ore pellets, but does not include the mining and crushing of iron ore, the preparation of iron ore concentrate, or the storage and shipping of feedstocks and iron ore pellets from the facility to another location.

“production capacity” means the maximum capacity of production for which the iron ore pellet facility is designed.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The iron ore pellet facility’s name, longitude and latitude.

4. The iron ore pellet facility’s civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the iron ore pellet facility began operation.

6. The number of days during which the iron ore pellet facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each iron ore pellet facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each iron ore pellet facility, for each of the substances reported in paragraph 10 for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;

Seuil d’émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d’émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d’émissions totales de COV, calculé annuellement – 10 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l’annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d’émissions n’est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l’installation au cours de l’année civile 2006, l’exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s’appliquent qu’à la présente annexe :

« capacité de production » Capacité maximale de production pour laquelle l’usine de boulettes de minerai de fer a été conçue.

« usine de boulettes de minerai de fer » Usine qui transforme du concentré de minerai de fer en boulettes de minerai de fer, mais ne comprend pas l’extraction et le concassage du minerai de fer, la préparation du concentré de minerai de fer ou le stockage et l’expédition des matières de base et des boulettes de minerai de fer de l’usine à un autre emplacement.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de l’usine de boulettes de minerai de fer.

4. L’adresse municipale et l’adresse postale de l’usine de boulettes de minerai de fer, s’il y a lieu.

5. L’année du début de l’exploitation de l’usine de boulettes de minerai de fer.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l’usine de boulettes de minerai de fer était en exploitation au cours de l’année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l’exploitant déclarant que toute l’information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d’émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque usine de boulettes de minerai de fer, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l’annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chacune des substances déclarées en vertu de l’alinéa 10 rejetées par chaque usine de boulettes de minerai de fer, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;

- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

12. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each iron ore pellet facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

13. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 12 and 16.

14. For the purpose of paragraphs 10 and 11, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

15. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

16. For each of the releases reported in subparagraphs 11(i) and 12(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

Quantification method

17. For each quantity reported under paragraphs 10 through 12 and 16, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

18. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each iron ore pellet facility.

Higher heating value

19. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraph 18.

Cogeneration

20. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque usine de boulettes de minerai de fer, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

13. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 12 et 16.

14. Pour les besoins des alinéas 10 et 11, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

15. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

16. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 11(i) et 12(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

Méthode de quantification

17. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 12 et 16, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

18. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque usine de boulettes de minerai de fer.

Pouvoir calorifique supérieur

19. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 18, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Cogénération

20. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Feedstocks

21. The total annual quantity, in tonnes, of each feedstock listed below, used at each iron ore pellet facility:

- (i) limestone;
- (ii) dolomite;
- (iii) dolomitic limestone; and
- (iv) bentonite.

Production

22. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below, produced at each iron ore pellet facility:

- (i) acid pellets; and
- (ii) fluxed pellets.

Production capacity

23. The maximum annual production capacity, in tonnes, of iron ore pellets produced at each iron ore pellet facility as of December 31, 2006.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

24. For the pollution abatement equipment in operation at the iron ore pellet facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, and NO_x; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i);
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

25. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 24,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the iron ore pellet facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, and CO₂:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and
 - (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

Matières de base

21. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque matière de base énumérée ci-après, utilisée à chaque usine de boulettes de minerai de fer :

- (i) pierre calcaire;
- (ii) dolomite;
- (iii) calcaire dolomitique;
- (iv) bentonite.

Production

22. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque usine de boulettes de minerai de fer :

- (i) boulettes acides;
- (ii) boulettes fondantes.

Capacité de production

23. La capacité de production maximale annuelle, en tonnes métriques, de boulettes de minerai de fer produites à chaque usine de boulettes de minerai de fer au 31 décembre 2006.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

24. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'usine de boulettes de minerai de fer au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x et NO_x;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

25. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 24 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'usine de boulettes de minerai de fer au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'usine pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x et CO₂ :
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;
 - d) améliorations de l'efficacité énergétique;
 - e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

26. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the iron ore pellet facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

SCHEDULE 12

LIME

Part 1 – Persons required to report

The operator of a lime facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each lime facility that they operate. A person subject to this notice that is an operator of a pit or a quarry shall not report information under this notice associated with the operation of a pit or a quarry.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

- “calcinatic lime kiln processing” means the heating, calcining and burning, by a calcinatic lime kiln, of high-calcium limestone, or dolomitic limestone or other feedstocks, in order to produce quicklime.
- “dolomitic limestone” means limestone with at least 20% up to and including 75% content of magnesium carbonate ($MgCO_3$).
- “dolomitic lime” means lime manufactured using dolomitic limestone.
- “double burn lime” means dolomitic lime that has been processed twice through the calcinatic lime kiln, rotary lime kiln or vertical kiln.
- “dry reference cubic metre” means a cubic metre corrected to 25°C, 101.3 kPa.
- “finish processing” means the grinding, sieving or screening, crushing and pulverization of quicklime to produce quicklime for hydrated lime, hydrating products or lime products.
- “high-calcium limestone” means limestone with less than 5% content of $MgCO_3$.
- “high-calcium lime” means lime manufactured using high-calcium limestone.
- “I-TEQ” means “International Toxicity Equivalent,” a mass or concentration which is a sum of the masses or concentrations of individual congeners of polychlorinated dibenzo-*p*-dioxins and polychlorinated dibenzofurans multiplied by the toxic equivalency factors as set out in column 4 of Part 5 of Schedule 1.
- “lime facility” means a facility that produces lime from limestone.
- “lime hydrating” means the reacting of quicklime with water to convert the oxides of calcium and magnesium to hydroxides.
- “lime kiln dust” means lime dust produced in the course of production of dolomitic lime, double-burned lime or high-calcium lime and sold as a product by the facility.
- “preheater rotary lime kiln processing” means a process to produce quicklime in equipment that combines a preheater and a rotary kiln and that carries out preheating, heating, calcining and burning of high-calcium limestone, or dolomitic limestone or other raw materials.

26. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'usine de boulettes de minerai de fer au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

ANNEXE 12

CHAUX

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

L'exploitant d'une usine de chaux doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque usine dont il est l'exploitant. Une personne à qui le présent avis s'applique et qui est l'exploitant d'une sablière ou d'une carrière n'a pas à déclarer l'information relative à l'exploitation d'une sablière ou d'une carrière en vertu du présent avis.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

- « calcaire dolomitique » Calcaire ayant une concentration de carbonate de magnésium ($MgCO_3$) de 20 à 75 %.
- « chaux dolomitique » Chaux fabriquée à partir de calcaire dolomite.
- « chaux double cuisson » Chaux dolomitique traitée deux fois dans un four à soles tournantes, un four rotatif ou un four à cuve.
- « chaux forte en calcium » Chaux fabriquée à partir de pierre calcaire forte en calcium.
- « chaux vive » Substance composée d'oxydes de calcium et de magnésium; elle résulte de la calcination de la pierre calcaire et est produite dans un four à chaux.
- « ÉTI » « Équivalence de toxicité internationale », masse ou concentration qui est une somme des masses ou des concentrations des congénères individuels de polychlorodibenzoparadioxines et de polychlorodibenzofuranes multipliée par les facteurs d'équivalence toxique précisés dans la colonne 4 de la partie 5 de l'annexe 1.
- « hydratation de la chaux » Réaction de la chaux vive avec l'eau pour transformer les oxydes de calcium et de magnésium en hydroxydes.
- « mètre cube de référence à sec » Mètre cube corrigé à 25 °C, à 101,3 kPa.
- « pierre calcaire forte en calcium » Pierre calcaire dont la concentration en $MgCO_3$ est inférieure à 5 %.
- « poussière de four à chaux » Poussière de chaux produite au cours de la fabrication de chaux dolomitique, de chaux double cuisson et de chaux forte en calcium et vendue en tant que produit par l'usine.
- « préparations des matières premières » Relativement aux matières de base qui doivent être traitées dans le four à chaux, désigne la préparation des matières de base, ce qui peut comprendre le concassage, le criblage, le lavage et le tamisage.
- « schéma simplifié des procédés » Diagramme montrant la relation et les mouvements des matières de base et des produits obtenus à l'usine de chaux ainsi que l'équipement servant à leur production.

“process flow sheet” means a diagram showing the relation and flows of feedstocks and products produced at the lime facility and the equipment in which they are produced at the lime facility.

“quicklime” means a substance that consists of oxides of calcium and magnesium, which results from the calcination of limestone and is produced in a lime kiln.

“raw material preparations” means, in respect of feedstock that is to be processed in the lime kiln, the preparation of the feedstock, which may include crushing, screening, washing, and sieving.

“rotary lime kiln processing” means the heating, calcining and burning, by rotary kiln, of high-calcium limestone, or dolomitic limestone in order to produce quicklime.

“straight rotary lime kiln processing” means the heating, calcining and burning, by straight rotary kiln, of high-calcium limestone or dolomitic limestone or other feedstock, in order to produce quicklime.

“vertical lime kiln processing” means the heating, calcining and burning, by vertical kiln, of limestone, dolomite or dolomitic limestone or other feedstock, in order to produce quicklime.

« traitement dans un four à cuve (chaux) » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four à cuve, de la pierre calcaire, de la dolomite ou du calcaire dolomitique ou d'autres matières de base, en vue de produire de la chaux vive.

« traitement dans un four à soles tournantes (chaux) » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four à soles tournantes, de la pierre calcaire forte en calcium ou du calcaire dolomitique ou d'autres matières de base, en vue de produire de la chaux vive.

« traitement dans un four rotatif (chaux) » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four rotatif, de la pierre calcaire forte en calcium ou du calcaire dolomitique ou d'autres matières de base, en vue de produire de la chaux vive.

« traitement dans un four rotatif à préchauffeur (chaux) » Procédé visant à produire de la chaux vive dans un appareil qui combine un préchauffeur et un four rotatif et qui effectue le préchauffage, le chauffage, la calcination et le brûlage de la pierre calcaire forte en calcium ou du calcaire dolomitique ou d'autres matières premières.

« traitement dans un four rotatif en ligne (chaux) » Chauffage, calcination et brûlage, dans un four rotatif en ligne, de la pierre calcaire forte en calcium ou du calcaire dolomitique ou d'autres matières de base, en vue de produire de la chaux vive.

« traitement final » Broyage, tamisage ou criblage, concassage et pulvérisation de la chaux vive pour produire de la chaux vive pour chaux hydratée, des produits d'hydratation ou des produits à base de chaux.

« usine de chaux » Usine qui produit de la chaux à partir de pierre calcaire.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

2. The name of the operator's contact person, if any, and the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The lime facility's name, longitude and latitude.

4. The lime facility's civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the lime facility began operation.

6. The number of days during which the lime facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each lime facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1. This total quantity shall not include on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity of releases of the following substances from each lime facility:

(i) mercury, in kilograms; and

(ii) dioxins and furans, in grams of I-TEQ.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).

2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de l'usine de chaux.

4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'usine de chaux, s'il y a lieu.

5. L'année du début de l'exploitation de l'usine de chaux.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l'usine de chaux était en exploitation au cours de l'année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque usine de chaux, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1. Cette quantité totale ne doit pas inclure les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. La quantité totale annuelle des substances ci-après rejetée par chaque usine de chaux :

(i) mercure, en kilogrammes;

(ii) dioxines et furanes, en grammes d'ÉTI.

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each lime facility, of TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, NO_x, and SO₂ for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions; and
- (iii) fugitive emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each lime facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of releases for each of the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, and CO₂, from the production of each type of lime listed below:

- (i) high-calcium lime;
- (ii) dolomitic lime; and
- (iii) double burn lime.

15. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 13, 14, 18 and 21.

16. For the purpose of paragraphs 10, 12, 14 and 18, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

17. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

18. The total annual quantity, in tonnes, of releases of TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO_x, SO₂, and CO₂ from each stack that releases emissions from one or more of the activities listed below. For each stack for which a quantity is reported, the operator shall identify the activities whose emissions are vented via that stack:

- (i) rotary lime kiln processing;
- (ii) calcimatic lime kiln processing;
- (iii) vertical lime kiln processing;
- (iv) preheater rotary lime kiln processing;
- (v) straight rotary lime kiln processing;
- (vi) lime hydrating;
- (vii) raw material preparations; and
- (viii) finish grinding.

19. The total annual average concentration, in milligrams per dry reference cubic metre corrected to 11 % oxygen concentration by volume, of TPM, PM_{2.5}, and PM₁₀ releases from each stack referred to in paragraph 18.

20. The total annual average concentration of mercury, in micrograms per dry reference cubic metre corrected to 11 % oxygen concentration by volume, and of dioxins and furans, in picograms of I-TEQ per dry reference cubic metre corrected to 11 % oxygen concentration by volume, releases from each stack venting the activities listed below:

- (i) rotary lime kiln processing;
- (ii) calcimatic lime kiln processing;
- (iii) vertical lime kiln processing;
- (iv) preheater rotary kiln processing; and
- (v) straight rotary lime kiln processing.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de PM₁₀, de PM_{2.5}, de NO_x et de SO₂ de chaque usine de chaux pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions fugitives.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque usine de chaux, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de PM_{2.5}, de PM₁₀, de NO_x, de SO₂ et de CO₂ provenant de la production de chaque type de chaux décrit ci-après :

- (i) chaux forte en calcium;
- (ii) chaux dolomitique;
- (iii) chaux double cuisson.

15. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 13, 14, 18 et 21.

16. Pour les besoins des alinéas 10, 12, 14 et 18, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

17. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

18. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de TPM, de PM_{2.5}, de PM₁₀, de NO_x, de SO_x, de SO₂ et de CO₂ rejetée par chaque cheminée qui rejette des émissions provenant d'une ou de plusieurs des activités énumérées ci-après. Pour chaque cheminée pour laquelle une quantité est déclarée, l'exploitant doit préciser les activités dont les émissions sont rejetées par ladite cheminée :

- (i) traitement dans un four rotatif (chaux);
- (ii) traitement dans un four à soles tournantes (chaux);
- (iii) traitement dans un four à cuve (chaux);
- (iv) traitement dans un four rotatif à préchauffeur (chaux);
- (v) traitement dans un four rotatif en ligne (chaux);
- (vi) hydratation de la chaux;
- (vii) préparation des matières premières;
- (viii) broyage de finition.

19. La concentration moyenne totale annuelle, en milligrammes par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration de 11 % d'oxygène par volume, des rejets de TPM, de PM_{2.5} et de PM₁₀ de chaque cheminée mentionnée à l'alinéa 18.

20. La concentration moyenne totale annuelle des rejets de mercure, en microgrammes par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration de 11 % d'oxygène par volume, et des rejets de dioxines et de furanes, en picogrammes d'ÉTI par mètre cube de référence à sec corrigé à une concentration d'oxygène de 11 % par volume, de chaque cheminée provenant des activités suivantes :

- (i) traitement dans un four rotatif (chaux);
- (ii) traitement dans un four à soles tournantes (chaux);
- (iii) traitement dans un four à cuve (chaux);
- (iv) traitement dans un four rotatif à préchauffeur;
- (v) traitement dans un four rotatif en ligne (chaux).

21. For each of the releases reported in subparagraphs 12(i) and 13(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

22. Total annual quantity, in tonnes, of CO₂ industrial process emissions resulting from the calcination or dissolution of carbonates.

23. The total annual quantity, in tonnes, of fugitive emissions of TPM, PM_{2.5} and PM₁₀, for each of the sub-categories listed below:

- (i) storage emissions; and
- (ii) loading and unloading emissions.

Quantification method

24. For each quantity reported under paragraphs 10 through 14 and 18 through 23, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

25. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each lime facility.

Higher heating value

26. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraph 25.

Cogeneration

27. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Feedstocks

28. The total annual quantity, in tonnes, of each feedstock listed below, used at each lime facility:

- (i) high calcium limestone; and
- (ii) dolomitic limestone.

Production

29. The total annual quantity, in tonnes, of each lime product type listed below produced at each lime facility:

- (i) high calcium lime;
- (ii) dolomitic lime;

21. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 12(i) et 13(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

22. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions de procédés industriels de CO₂ rejetées par la calcination ou la dissolution des carbonates.

23. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, d'émissions fugitives de TPM, de PM_{2.5} et de PM₁₀ rejetées par chacune des sous-catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement.

Méthode de quantification

24. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 14 et 18 à 23, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

25. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque usine de chaux.

Pouvoir calorifique supérieur

26. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 25, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Cogénération

27. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Matières de base

28. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque matière de base énumérée ci-après, utilisée à chaque usine de chaux :

- (i) pierre calcaire forte en calcium;
- (ii) calcaire dolomitique.

Production

29. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque type de chaux énuméré ci-après, fabriqué à chaque usine de chaux :

- (i) chaux forte en calcium;
- (ii) chaux dolomitique;

- (iii) double burn lime; and
- (iv) lime kiln dust.

30. The total annual quantity, in tonnes, of quicklime produced by each activity listed below:

- (i) rotary lime kiln processing;
- (ii) calcimatic lime kiln processing;
- (iii) vertical lime kiln processing;
- (iv) preheater rotary lime kiln processing; and
- (v) straight rotary lime kiln processing.

Process flow sheet

31. A process flow sheet for each lime facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

32. For the pollution abatement equipment in operation at the lime facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, and mercury; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

33. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 32,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the lime facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, and CO₂:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and
 - (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

34. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the lime facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

- (iii) chaux double cuisson;
- (iv) poussière de four à chaux.

30. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaux vive produite par les activités suivantes :

- (i) traitement dans un four rotatif (chaux);
- (ii) traitement dans un four à soles tournantes (chaux);
- (iii) traitement dans un four à cuve (chaux);
- (iv) traitement dans un four rotatif à préchauffeur (chaux);
- (v) traitement dans un four rotatif en ligne (chaux).

Schéma simplifié des procédés

31. Un schéma simplifié des procédés pour chaque usine de chaux.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

32. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'usine de chaux au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x et mercure;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou, si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

33. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 32 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'usine de chaux au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x et CO₂ :
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;
 - d) améliorations de l'efficacité énergétique;
 - e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

34. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'usine de chaux au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 13

NATURAL GAS TRANSMISSION, DISTRIBUTION
AND STORAGE

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a natural gas facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each province within which a natural gas facility was operated during that calendar year separately for each natural gas facility.

2. The operator shall only report for each natural gas facility whose total emissions of greenhouse gases were equal to or exceeded a release threshold of 500 tonnes during the 2006 calendar year calculated on an annual basis and expressed as carbon dioxide equivalent (CO₂eq).

3. For the purposes of determining whether a natural gas facility meets or exceeds the release threshold for total greenhouse gases set out in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, the following equation is to be used:

$$\text{TotalCO}_2\text{eq} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{GWP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}})_i$$

where

E = total releases of a particular gas or gas species from the natural gas facility in the 2006 calendar year, expressed in tonnes

i = each emission source and

GWP = global warming potential set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1

4. CO₂ emissions from the combustion of biomass and from the decomposition of biomass shall not be included in the determination of total emissions for the purposes of establishing whether a natural gas facility meets or exceeds the release threshold.

5. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator that meets the criteria set out in paragraphs 1 and 2 of Part 1 of this Schedule shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the natural gas facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

ANNEXE 13

TRANSPORT, DISTRIBUTION ET STOCKAGE
DU GAZ NATUREL

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de gaz naturel doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006 pour chaque province dans laquelle une installation de gaz naturel a été exploitée pendant cette année civile, et ce, séparément pour chaque installation de gaz naturel.

2. L'exploitant ne doit déclarer cette information que pour chaque installation de gaz naturel dont les émissions totales de gaz à effet de serre pendant l'année civile 2006 atteignaient ou dépassaient le seuil d'émissions de 500 tonnes métriques calculé annuellement et exprimé en équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂).

3. Afin de déterminer si une installation de gaz naturel atteint ou dépasse le seuil d'émissions pour le total de gaz à effet de serre décrit à l'alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\text{ÉquivalentCO}_2\text{Total} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{PRP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{PRP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{PRP}_{\text{N}_2\text{O}})_i$$

où :

E = émissions totales d'un gaz ou d'une espèce de gaz donné provenant de l'installation de gaz naturel pendant l'année civile 2006, exprimées en tonnes métriques

i = chaque source d'émission

PRP = potentiel de réchauffement planétaire figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de la présente annexe.

4. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse et de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être prises en compte dans le calcul des émissions totales lorsqu'il s'agit de déterminer si une installation de gaz naturel atteint ou dépasse le seuil d'émissions.

5. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant répondant aux critères établis aux alinéas 1 et 2 de la partie 1 de la présente annexe doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de gaz naturel atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement — 10 tonnes métriques.

6. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“average distance of haul” means the average distance over which natural gas is transmitted.

“carbon dioxide equivalent (CO₂eq)” means an amount of a substance, as set out in paragraph 3 of Part 1 of this Schedule, reported in units of mass, and multiplied by the global warming potential (GWP) set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1.

“cogeneration unit” means a stationary fuel combustion device which simultaneously generates electrical or mechanical energy, and thermal energy that is

(i) used by the operator of the facility where the cogeneration unit is located; or

(ii) transferred to another facility for use by that facility.

“custody transfer point” means the location where control of marketable natural gas is transferred from one person to another.

“emergency diesel engine” means a diesel engine whose purpose is to provide electrical power to a facility in the event of an interruption of grid-supplied electricity. An emergency diesel engine cannot operate more than 300 hours a year.

“greenhouse gases” means carbon dioxide, which has the molecular formula CO₂, methane, which has the molecular formula CH₄, and nitrous oxide, which has the molecular formula N₂O.

“main pipe” means any pipe within a natural gas distribution facility which is used to distribute marketable natural gas, but which is not used to distribute that gas directly to the end user.

“marketable natural gas” means natural gas that

(i) contains at least 90 % methane; and

(ii) meets specifications for transport by a pipeline regulated by the *National Energy Board Act*, the *Canada Oil and Gas Operations Act*, the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*, the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, the *Territorial Lands Act*, or by the legislation of a province.

“natural gas distribution facility” means a facility that

(i) distributes marketable natural gas downstream of a natural gas transmission facility at the point where the operator of the natural gas distribution facility lowers the pressure of the marketable natural gas, in order to distribute that gas to the end user; or

(ii) distributes marketable natural gas to the end user, at a pressure of less than 200 pounds per square inch,

but excludes a natural gas storage facility.

“natural gas facility” means one of the following: a natural gas transmission facility, a natural gas distribution facility, or a natural gas storage facility.

“natural gas gathering system” means a type of an upstream oil and gas facility consisting of natural gas lines that are used to move products from one facility to another, upstream of a natural gas straddle plant, and may include compressors to maintain or increase the flowing pressure of the natural gas, line heaters, equipment for measurement, dehydrators for the control of hydrates and storage containers.

“natural gas storage facility” means a facility that stores

(i) marketable natural gas underground in a depleted natural gas reservoir, an aquifer or a salt cavern; or

6. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« conduite principale » Toute conduite d'une installation de distribution du gaz naturel utilisée pour distribuer du gaz naturel marchand, mais qui n'est pas utilisée pour distribuer du gaz directement à l'utilisateur final.

« distance moyenne du trajet » Distance moyenne à laquelle le gaz naturel est transporté.

« équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂) » Quantité d'une substance, indiquée à l'alinéa 3 de la partie 1 de la présente annexe, exprimée en unités de masse et multipliée par le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1.

« gaz à effet de serre » Dioxyde de carbone, dont la formule moléculaire est CO₂, méthane, dont la formule moléculaire est CH₄, et oxyde nitreux, dont la formule moléculaire est N₂O.

« gaz naturel marchand » Gaz naturel qui :

(i) contient au moins 90 % de méthane;

(ii) répond aux exigences prescrites en matière de transport par pipeline réglementé par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve*, la *Loi sur les terres territoriales* ou par les lois d'une province.

« gaz naturel non corrosif » Gaz naturel dont la teneur en sulfure d'hydrogène (H₂S) est égale ou inférieure à 10 moles par kilomole (mol/kmol).

« installation de chevauchement de gaz naturel » Type d'installation de production de pétrole et gaz en amont située le long des gazoducs et qui extrait les liquides de gaz naturel et d'autres substances du gaz naturel.

« installation de distribution de gaz naturel » Installation qui :

(i) distribue du gaz naturel marchand en aval d'une installation de transport de gaz naturel au point où l'exploitant d'une installation de distribution de gaz naturel diminue la pression du gaz naturel marchand afin de le distribuer à l'utilisateur final;

(ii) distribue du gaz naturel marchand à l'utilisateur final à une pression inférieure à 200 lb/po²,

mais exclut les installations de stockage du gaz naturel.

« installation de gaz naturel » L'une ou l'autre des installations suivantes : installation de transport du gaz naturel, installation de distribution du gaz naturel ou installation de stockage du gaz naturel.

« installation de stockage du gaz naturel » Installation qui :

(i) stocke sous terre le gaz naturel marchand dans un gisement de gaz naturel épuisé, un aquifère ou une caverne de sel;

(ii) stocke le gaz naturel marchand sous forme liquéfiée.

« installation de traitement du gaz naturel acide » Type d'installation de production de pétrole et gaz en amont qui extrait l'hélium, l'éthane ou les liquides de gaz naturel du gaz naturel acide en vue de la production de gaz naturel marchand.

« installation de transport du gaz naturel » Installation qui transporte du gaz naturel marchand entre le point de réception (un réseau collecteur de gaz naturel non corrosif, une autre installation de transport du gaz naturel, une installation de chevauchement de gaz naturel ou une installation de traitement du gaz naturel acide) et une installation de distribution de gaz naturel,

(ii) marketable natural gas in a liquefied form.

“natural gas straddle plant” means a type of upstream oil and gas facility that is located along natural gas pipelines and that extracts natural gas liquids and other substances from natural gas.

“natural gas transmission facility” means a facility that transports marketable natural gas from a receipt point, such as a sweet natural gas gathering system, another natural gas transmission facility, a natural gas straddle plant, or a sour natural gas processing plant, to a natural gas distribution facility, a custody transfer point, or a sales point but excludes a natural gas storage facility.

“sour natural gas processing plant” means a type of an upstream oil and gas facility that extracts helium, ethane or natural gas liquids from sour natural gas, in order to produce marketable natural gas.

“sweet natural gas” means natural gas with a hydrogen sulphide (H₂S) concentration of 10 moles per kilomole (mol/kmol) or less.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

2. The name of the operator’s contact person, if any, and the contact person’s title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The natural gas facility’s name.

4. The natural gas facility’s civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the natural gas facility began operation.

6. The number of days during which the natural gas facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

10. The identification number for the natural gas transmission and distribution facility in cases where a unique identifier has been issued by a province, by the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, by the National Energy Board, or by the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Resources Board.

11. The type of natural gas facility for which the report is being submitted, being one of the following:

- (i) natural gas distribution facility;
- (ii) natural gas transmission facility; or
- (iii) natural gas storage facility.

un point de transfert fiduciaire ou un point de vente, mais exclut les installations de stockage du gaz naturel.

« moteur diesel de secours » Moteur diesel servant à fournir de l’énergie électrique à une installation en cas de panne d’électricité d’un réseau de distribution. La durée maximale de fonctionnement d’un moteur diesel de secours est de 300 heures par an.

« point de transfert fiduciaire » Point où s’effectue le transfert entre deux personnes de la propriété du gaz naturel marchand.

« réseau collecteur de gaz naturel » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont composée de canalisations de gaz naturel utilisées pour transporter les produits d’une installation à l’autre, en amont d’une installation de chevauchement de gaz naturel, et peut comprendre des compresseurs pour maintenir ou accroître la pression d’écoulement du gaz naturel, des réchauffeurs de canalisations, des appareils de mesure, des déshydrateurs pour contrôler les hydrates et des appareils de stockage.

« unité de cogénération » Appareil de combustion stationnaire de combustible qui produit simultanément de l’énergie électrique ou mécanique et de l’énergie thermique qui est :

- (i) utilisée par l’exploitant de l’installation où se trouve l’unité de cogénération;
- (ii) transférée pour être utilisée par une autre installation.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

2. Le nom de la personne-ressource de l’exploitant (s’il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

3. Le nom de l’installation de gaz naturel.

4. L’adresse municipale et l’adresse postale de l’installation de gaz naturel, s’il y a lieu.

5. L’année du début de l’exploitation de l’installation de gaz naturel.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l’installation de gaz naturel était en exploitation au cours de l’année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s’il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d’identification de l’INRP, s’il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l’exploitant déclarant que toute l’information requise en réponse à cet avis a été soumise.

10. Le numéro d’identification de l’installation de transport et de distribution de gaz naturel dans les cas où un identificateur unique a été émis par un gouvernement provincial, l’Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l’Office national de l’énergie ou l’Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

11. Le type d’installation de gaz naturel qui fait l’objet du rapport, soit :

- (i) une installation de distribution du gaz naturel;
- (ii) une installation de transport du gaz naturel;
- (iii) une installation de stockage du gaz naturel.

Quantities of emissions released

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each natural gas facility of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of releases for each of the substances reported in paragraph 12, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) venting emissions;
- (iii) flaring emissions; and
- (iv) fugitive emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of releases of CO₂ stationary fuel combustion emissions from each natural gas facility.

15. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each natural gas transmission facility, for each source category listed below:

- (i) venting emissions; and
- (ii) flaring emissions.

16. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄ releases from each natural gas facility, for each source category listed below:

- (i) venting emissions; and
- (ii) fugitive emissions.

17. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 14, 15 and 19.

18. For the purpose of paragraphs 12 and 13, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

19. For each of the releases reported in subparagraph 13(i) and paragraph 14, the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

20. For each of the CH₄ releases reported in subparagraph 16(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from equipment leak emissions.

Quantification method

21. For each quantity reported under paragraphs 12 through 16, 19 and 20, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

22. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each natural gas facility.

Quantités d'émissions rejetées

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de gaz naturel, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

13. Pour chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 12, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions d'évacuation;
- (iii) émissions de torchage;
- (iv) émissions fugitives.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible pour chaque installation de gaz naturel.

15. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de transport du gaz naturel, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions d'évacuation;
- (ii) émissions de torchage.

16. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ de chaque installation de gaz naturel, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions d'évacuation;
- (ii) émissions fugitives.

17. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 14, 15 et 19.

18. Pour les besoins des alinéas 12 et 13, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

19. Pour chacun des rejets déclarés au sous-alinéa 13(i) et à l'alinéa 14, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

20. Pour chacun des rejets de CH₄ déclarés au sous-alinéa 16(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions provenant de fuites de l'équipement.

Méthode de quantification

21. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 12 à 16 et 19 et 20, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

22. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque installation de gaz naturel.

23. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each natural gas facility.

Higher heating value

24. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 22 and 23.

Electricity

25. The total annual quantity of electricity produced at each natural gas facility, in MWh.

26. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each natural gas facility, in MWh.

27. The total annual quantity of electricity received by each natural gas facility, in MWh.

Cogeneration

28. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) mechanical energy generated, in MWh;
- (iv) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (v) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Other

29. For natural gas transmission facilities, the total annual quantity, in thousand m³ and in GJ, of marketable natural gas transported.

30. For natural gas transmission facilities, the average distance of haul, in kilometres, of marketable natural gas or the total length, in kilometres, of pipe used for the transmission of marketable natural gas.

31. For natural gas distribution facilities, the total annual quantity, in thousand m³ and in GJ, of marketable natural gas distributed.

32. For natural gas distribution facilities, the total length, in kilometres, of main pipe used for the distribution of marketable natural gas.

33. Identify if the natural gas facility has implemented an inspection or a maintenance program to prevent, reduce, or eliminate fugitive emissions of VOCs or methane.

34. The temperature, in °C, and pressure, in kPa, at which the gas volumes reported in paragraphs 29 and 31 are quantified.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

35. For the pollution abatement equipment in operation at the natural gas facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of NO_x;
- (ii) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that

23. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de gaz naturel.

Pouvoir calorifique supérieur

24. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 22 et 23, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Électricité

25. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque installation de gaz naturel, en MWh.

26. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque installation de gaz naturel, en MWh.

27. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque installation de gaz naturel, en MWh.

Cogénération

28. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) la quantité totale annuelle d'énergie mécanique produite, en MWh;
- (iv) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (v) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Autres

29. Pour les installations de transport de gaz naturel, la quantité totale annuelle de gaz naturel marchand transporté, en milliers de m³ et en GJ.

30. Pour les installations de transport de gaz naturel, la distance moyenne du trajet du gaz naturel marchand, en kilomètres, ou la longueur totale, en kilomètres, des conduites utilisées pour le transport du gaz naturel marchand.

31. Pour les installations de distribution de gaz naturel, la quantité totale annuelle de gaz naturel marchand distribué, en milliers de m³ et en GJ.

32. Pour les installations de distribution de gaz naturel, la longueur totale, en kilomètres, de la conduite principale utilisée pour la distribution du gaz naturel marchand.

33. Indiquer si l'installation de gaz naturel a mis en œuvre un programme d'inspection ou d'entretien pour prévenir, réduire ou éliminer les émissions fugitives de COV ou de méthane.

34. La température, en °C, et la pression, en kPa, auxquelles les volumes de gaz déclarés aux alinéas 29 et 31 sont quantifiés.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

35. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de gaz naturel au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de NO_x de l'installation;
- (ii) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a

efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and

(iii) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

36. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 35,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the natural gas facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances VOCs and CH₄:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

Reciprocating engines

37. The total annual quantity, in tonnes, of NO_x and CO₂ releases from each equipment category listed below:

- (i) reciprocating engines with a rated power of equal to or greater than 600 kW;
- (ii) gas turbines with a rated power of less than 3 MW;
- (iii) gas turbines with a rated power of equal to or greater than 3 MW and less than 20 MW;
- (iv) gas turbines with a rated power equal to or greater than 20 MW; and
- (v) diesel engines (excluding emergency diesel engines and diesel engines used exclusively for fire protection purposes).

38. The total number of reciprocating engines with a rated power greater than 600 KW for each category listed below:

- (i) reciprocating engines operating with natural gas;
- (ii) reciprocating engines operating with a fuel other than natural gas;
- (iii) reciprocating engines that are 2 stroke lean burn;
- (iv) reciprocating engines that are 4 stroke lean burn; and
- (v) reciprocating engines that are 4 stroke rich burn.

39. For the reciprocating engines reported in paragraph 38,

- (i) the types of emission control equipment used;
- (ii) the Schedule 1 substance that is controlled by each type of emission control equipment; and
- (iii) indicate whether or not there is a maintenance program for the emission control equipment and, if so, whether or not the program is consistent with the manufacturer's recommendations or instructions.

Gas turbines

40. The total number of gas turbines with a rated power of less than 3 MW, turbines with a rated power equal to or greater than

été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;

(iii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

36. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 35 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de gaz naturel au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, COV et CH₄ :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

Moteurs alternatifs

37. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de NO_x et de CO₂ pour chacune des catégories d'équipement suivantes :

- (i) moteurs alternatifs d'une puissance nominale égale ou supérieure à 600 kW;
- (ii) turbines à gaz d'une puissance nominale inférieure à 3 MW;
- (iii) turbines à gaz d'une puissance nominale égale ou supérieure à 3 MW et inférieure à 20 MW;
- (iv) turbines à gaz d'une puissance nominale égale ou supérieure à 20 MW;
- (v) moteurs diesels (à l'exclusion des moteurs diesels de secours et des moteurs diesels utilisés exclusivement aux fins de protection contre l'incendie).

38. Le nombre total de moteurs alternatifs d'une puissance nominale supérieure à 600 kW pour chacune des catégories suivantes :

- (i) moteurs alternatifs fonctionnant au gaz naturel;
- (ii) moteurs alternatifs fonctionnant à un combustible autre que le gaz naturel;
- (iii) moteurs alternatifs deux temps à mélange pauvre;
- (iv) moteurs alternatifs quatre temps à mélange pauvre;
- (v) moteurs alternatifs quatre temps à mélange riche.

39. Pour les moteurs alternatifs déclarés à l'alinéa 38, indiquer :

- (i) les types de dispositif de contrôle des émissions utilisés;
- (ii) la substance précisée à l'annexe 1 contrôlée par chaque type de dispositif de contrôle des émissions;
- (iii) s'il y a un programme d'entretien du dispositif de contrôle des émissions et, le cas échéant, si le programme est conforme aux recommandations ou aux directives du fabricant.

Turbines à gaz

40. Le nombre total de turbines à gaz dont la puissance nominale est inférieure à 3 MW, de turbines dont la puissance nominale

3 MW and less than 20 MW, and turbines with a rated power of equal to or greater than 20 MW for each category listed below:

- (i) gas turbines operating with natural gas; and
- (ii) gas turbines operating with a fuel other than natural gas, and specify that fuel.

41. For the gas turbines reported in paragraph 40,

- (i) the types of emission control equipment used;
- (ii) the Schedule 1 substance that is controlled by each type of emission control equipment; and
- (iii) indicate whether or not there is a maintenance program for the emission control equipment and, if so, whether or not the program is consistent with the manufacturer's recommendations or instructions.

SCHEDULE 14

OIL SANDS

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of an oil sands facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each oil sands facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the oil sands facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“bitumen” means crude oil having a density greater than or equal to 1 000 kg/m³.

“block flow diagram” means a diagram that sets out the process units at an oil sands facility and that shows the interconnections and production relationships between those units.

“cold bitumen” means bitumen that is extracted from underground without the use of thermal or solvent-base extraction methods.

“cooling tower emissions” means releases of fugitive emissions from an open water recirculating device that uses fans or natural

est égale ou supérieure à 3 MW et inférieure à 20 MW et de turbines dont la puissance nominale est égale ou supérieure à 20 MW pour chacune des catégories suivantes :

- (i) turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel;
- (ii) turbines à gaz fonctionnant à un combustible autre que le gaz naturel (préciser le combustible).

41. Pour les turbines à gaz déclarées à l'alinéa 40, indiquer :

- (i) les types de dispositif de contrôle des émissions utilisés;
- (ii) la substance précisée à l'annexe 1 contrôlée par chaque type de dispositif de contrôle des émissions;
- (iii) s'il y a un programme d'entretien du dispositif de contrôle des émissions et, le cas échéant, si le programme est conforme aux recommandations ou aux directives du fabricant.

ANNEXE 14

SABLES BITUMINEUX

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de sables bitumineux doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque installation dont il est l'exploitant.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de sables bitumineux atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement – 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement – 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement – 10 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« autres émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site » Différence arithmétique entre les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site et les émissions de l'équipement mobile d'exploitation minière.

« bitume » Pétrole brut dont la densité est supérieure ou égale à 1 000 kg/m³.

« bitume froid » Bitume extrait du sous-sol sans avoir recours à des méthodes d'extraction thermique ou d'extraction à l'aide de solvant.

- draft to draw or force ambient air through the device to cool water.
- “diluent” means a hydrocarbon liquid used to dilute bitumen or heavy crude oil in order to decrease the viscosity of the bitumen or heavy crude oil.
- “extraction solvents” means hydrocarbon liquids or other solvents used to extract bitumen from bitumen-containing sand or rock at an oil sands facility.
- “heavy crude oil” means crude oil that has a density of between 900 and 1 000 kg/m³.
- “hydrogen generation unit” means a process unit where hydrogen and carbon monoxide are produced through steam methane reforming and where carbon monoxide is converted to carbon dioxide by the shift reaction.
- “in-situ methods” mean methods that extract bitumen from underground, including steam-assisted gravity drainage (SAGD), cyclic steam stimulation (CSS), vapour extraction process (VAPEX), and Toe-to-Heel Air Injection (THAITM), but excluding cold heavy crude oil production with sand (CHOPS) and other non-thermal non-solvent based methods.
- “mine face emissions” means releases of fugitive emissions from the surface of bitumen-containing sand or rock that the operator of an oil sands facility exposed during or as a result of surface mining.
- “mobile mining equipment” means a vehicle or other mobile machinery with an internal combustion engine that is used, during the surface mining of the bitumen or the bitumen-containing sand,
- (i) for the extraction of substances in or substances overlaying a deposit of bitumen; or
 - (ii) for the conveyance of substances referred to in subparagraph (i).
- “mobile mining equipment emissions” means releases from the use of mobile mining equipment.
- “oil sands facility” means a facility that engages in
- (i) the extraction of bitumen through surface mining and includes the processing of bitumen to remove sand and water;
 - (ii) the extraction of bitumen through in-situ methods and includes the processing of bitumen to remove sand and water; or
 - (iii) upgrading.
- “other on-site mobile combustion emissions” means the arithmetic difference between on-site mobile combustion emissions and mobile mining equipment emissions.
- “shift reaction” means a chemical reaction expressed by the formula $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$.
- “steam methane reforming” means the process by which methane and other hydrocarbons in natural gas are converted into hydrogen and carbon monoxide by reaction with steam over a catalyst.
- “surface mining” means the extraction of bitumen from deposits of bitumen by the removal of ground cover and the use of vehicles or other mobile equipment.
- “synthetic crude oil” means a crude oil derived by the conversion of bitumen or heavy crude oil through the addition of hydrogen or the removal of carbon.
- “tailing pond emissions” means releases of fugitive emissions from a lagoon that is uncovered and open to the air and into which wastewater is placed and allowed to stand.
- “upgrading” means the conversion of bitumen or blends of bitumen or heavy crude oil or blends of heavy crude oil to produce synthetic crude oil or petroleum products and synthetic crude oil.
- « brut synthétique » Brut obtenu par la transformation du bitume ou du pétrole brut lourd grâce à l’ajout d’hydrogène ou à l’enlèvement de carbone.
- « diluant » Hydrocarbure liquide servant à diluer le bitume ou le pétrole brut lourd pour en diminuer la viscosité.
- « émissions de la tour de refroidissement » Rejets d’émissions fugitives provenant d’un dispositif de recirculation des eaux libres qui utilise des ventilateurs ou le tirage naturel pour aspirer de l’air ambiant ou pour forcer l’air ambiant à entrer dans le dispositif pour refroidir l’eau.
- « émissions de l’équipement mobile d’exploitation minière » Rejets provenant de l’utilisation de l’équipement mobile d’exploitation minière.
- « émissions provenant de bassins de résidus » Rejets d’émissions fugitives provenant d’un bassin non couvert et en plein air et dans lequel des eaux usées sont déversées pour y être décantées.
- « émissions provenant du front de taille » Rejets d’émissions fugitives provenant de la surface du sable ou de la roche contenant du bitume que l’exploitant d’une installation de sables bitumineux a exposé durant l’exploitation à ciel ouvert ou par suite de cette exploitation.
- « équipement mobile d’exploitation minière » Véhicule ou autre machine mobile muni d’un moteur à combustion interne qui est utilisé, durant l’exploitation à ciel ouvert du bitume ou du sable contenant le bitume :
- (i) pour l’extraction de substances se trouvant dans un gisement de bitume ou recouvrant celui-ci;
 - (ii) pour le transport des substances mentionnées au sous-alinéa (i).
- « exploitation à ciel ouvert » Extraction du bitume de gisements de bitume par l’enlèvement de la couverture végétale et l’utilisation de véhicules ou autre équipement mobile d’exploitation minière.
- « installation de sables bitumineux » Installation vouée :
- (i) à l’extraction du bitume par une exploitation à ciel ouvert et comprenant le traitement du bitume pour enlever le sable et l’eau;
 - (ii) à l’extraction du bitume par des méthodes in situ et comprenant le traitement du bitume pour enlever le sable et l’eau;
 - (iii) à la valorisation.
- « méthodes in situ » Méthodes qui permettent d’extraire le bitume du sous-sol, y compris le drainage par gravité au moyen de vapeur (SAGD), la stimulation cyclique par la vapeur (CSS), l’extraction à la vapeur (VAPEX) et la technologie Toe-to-Heel Air Injection (THAI^{MC}), mais ne comprend pas la production de pétrole brut lourd froid avec du sable (CHOPS) et les autres méthodes d’extraction non thermique et d’extraction sans l’aide de solvant.
- « pétrole brut lourd » Pétrole brut dont la densité varie de 900 kg/m³ à 1 000 kg/m³.
- « réaction de conversion » Réaction chimique dont la formule est $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$.
- « reformage du méthane à la vapeur » Processus grâce auquel le méthane et les autres hydrocarbures présents dans le gaz naturel sont convertis en hydrogène et en monoxyde de carbone par la réaction avec la vapeur en présence d’un catalyseur.
- « schéma de traitement » Schéma qui présente les unités de traitement d’une installation de sables bitumineux et qui montre les interconnexions et les liens de production qui existent entre ces unités.

- « solvants d'extraction » Hydrocarbures liquides ou autres solvants utilisés pour extraire le bitume du sable ou de la roche contenant le bitume à une installation de sables bitumineux.
- « unité de production d'hydrogène » Unité de traitement dans laquelle de l'hydrogène et du monoxyde de carbone sont produits par le reformage du méthane à la vapeur et où le monoxyde de carbone est converti en dioxyde de carbone par la réaction de conversion.
- « valorisation » Transformation du bitume ou des mélanges de bitume ou du pétrole brut lourd ou des mélanges de pétrole brut lourd pour produire du brut synthétique ou des produits pétroliers et du brut synthétique.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator's contact person, if any, the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The oil sands facility's name, longitude and latitude.
4. The oil sands facility's civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the oil sands facility began operation.
6. The number of days during which the oil sands facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.
10. The oil sands facility's provincial identification number that has been issued by another government.
11. A statement confirming that the oil sands facility engages in
 - (i) the extraction of bitumen through surface mining;
 - (ii) the extraction of bitumen through in-situ methods;
 - (iii) the upgrading of bitumen or heavy crude oil; or
 - (iv) any combination of subparagraphs (i) through (iii) inclusively.

Quantities of emissions released

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each oil sands facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding other on-site mobile combustion emissions.
13. The total annual quantity, in tonnes, of benzene releases from each oil sands facility, excluding other on-site mobile combustion emissions.
14. The total annual quantity, in tonnes, of emissions releases for each of the substances reported in paragraphs 12 and 13, for each source category listed below:
 - (i) stationary fuel combustion emissions;

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de l'installation de sables bitumineux.
4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'installation de sables bitumineux, s'il y a lieu.
5. L'année du début de l'exploitation de l'installation de sables bitumineux.
6. Le nombre de jours pendant lesquels l'installation de sables bitumineux était en exploitation au cours de l'année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.
10. Le numéro d'identification provincial de l'installation de sables bitumineux qui a été émis par un autre gouvernement.
11. Une attestation confirmant que l'installation de sables bitumineux est vouée :
 - (i) à l'extraction du bitume à ciel ouvert;
 - (ii) à l'extraction du bitume par des méthodes in situ;
 - (iii) à la valorisation du bitume ou du pétrole brut lourd;
 - (iv) à toute combinaison des sous-alinéas (i) à (iii) inclusivement.

Quantités d'émissions rejetées

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de sables bitumineux, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les autres émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.
13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de benzène de chaque installation de sables bitumineux, excluant les autres émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.
14. Pour chacune des substances déclarées en vertu des alinéas 12 et 13, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets pour chacune des catégories suivantes :
 - (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;

- (ii) mobile mining equipment emissions;
 - (iii) industrial process emissions;
 - (iv) venting emissions;
 - (v) flaring emissions; and
 - (vi) fugitive emissions.
15. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each oil sands facility, for each source category listed below:
- (i) stationary fuel combustion emissions;
 - (ii) mobile mining equipment emissions;
 - (iii) industrial process emissions;
 - (iv) venting emissions;
 - (v) flaring emissions; and
 - (vi) fugitive emissions.
16. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄ releases from each oil sands facility, for each source category listed below:
- (i) venting emissions; and
 - (ii) fugitive emissions.
17. The total annual quantity, in tonnes, of N₂O releases from each oil sands facility, from mobile mining equipment emissions.
18. CO₂ releases from the combustion of biomass or the decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 15 and 21.
19. For the purpose of paragraphs 12 and 14, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.
20. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.
21. For each of the releases reported in subparagraphs 14(i) and 15(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.
22. For the CO₂ releases reported in subparagraph 15(iii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the shift reaction in hydrogen generation units.
23. For each of the releases of VOCs and benzene reported in subparagraph 14(vi), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from each category listed below:
- (i) storage emissions;
 - (ii) loading and unloading emissions;
 - (iii) equipment leak emissions;
 - (iv) tailing pond emissions;
 - (v) mine face emissions; and
 - (vi) cooling tower emissions.
24. The total annual quantity, in tonnes, of VOCs and benzene releases from wastewater emissions, excluding tailing pond emissions.
25. For each of the releases reported under paragraphs 12 through 17 and 21 through 24, the proportion of the releases, in percent, from each activity listed below, with the total for all three activities adding up to 100%:
- (i) extracting bitumen using surface mining;
 - (ii) extracting bitumen using in-situ methods; and
 - (iii) upgrading.

- (ii) émissions de l'équipement mobile d'exploitation minière;
 - (iii) émissions de procédés industriels;
 - (iv) émissions d'évacuation;
 - (v) émissions de torchage;
 - (vi) émissions fugitives.
15. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de sables bitumineux, pour chacune des catégories suivantes :
- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
 - (ii) émissions de l'équipement mobile d'exploitation minière;
 - (iii) émissions de procédés industriels;
 - (iv) émissions d'évacuation;
 - (v) émissions de torchage;
 - (vi) émissions fugitives.
16. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ de chaque installation de sables bitumineux, pour chacune des catégories suivantes :
- (i) émissions d'évacuation;
 - (ii) émissions fugitives.
17. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de N₂O de chaque installation de sables bitumineux provenant des émissions de l'équipement mobile d'exploitation minière.
18. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 15 et 21.
19. Pour les besoins des alinéas 12 et 14, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.
20. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».
21. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 14(i) et 15(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets qui sont des émissions de cogénération.
22. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 15(iii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant de la réaction de conversion dans les unités de production d'hydrogène.
23. Pour chacun des rejets de COV et de benzène déclarés au sous-alinéa 14(vi), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant des sous-catégories suivantes :
- (i) émissions provenant du stockage;
 - (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
 - (iii) émissions provenant de fuites de l'équipement;
 - (iv) émissions provenant de bassins de résidus;
 - (v) émissions provenant du front de taille;
 - (vi) émissions de la tour de refroidissement.
24. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV et de benzène provenant d'émissions des eaux usées, excluant les émissions provenant de bassins de résidus.
25. Pour chacun des rejets déclarés en vertu des alinéas 12 à 17 et 21 à 24, la proportion des rejets, en pourcentage, provenant des activités suivantes, la somme des trois activités totalisant 100 % :
- (i) l'extraction du bitume par une exploitation à ciel ouvert;
 - (ii) l'extraction du bitume par des méthodes in situ;
 - (iii) la valorisation.

Quantification method

26. For each quantity reported under paragraphs 12 through 17 and 21 through 25, the method or methods listed below used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

27. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each oil sands facility.

28. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each oil sands facility.

Fuel characteristics

29. For each fuel quantity reported under paragraphs 27 and 28,
- (i) the annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity; and
 - (ii) the annual average concentration of sulphur, in grams per unit of measure used to report the fuel quantity.

Electricity

30. The total annual quantity of electricity produced at each oil sands facility, in MWh.

31. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each oil sands facility, in MWh.

32. The total annual quantity of electricity received by each oil sands facility, in MWh.

Steam

33. The total annual quantity of steam produced at each oil sands facility, in GJ.

34. The total annual quantity of steam transferred off-site from each oil sands facility, in GJ.

35. The total annual quantity of steam received by each oil sands facility, in GJ.

Hydrogen

36. The total annual quantity of hydrogen produced at each oil sands facility, in GJ.

37. The total annual quantity of hydrogen transferred off-site from each oil sands facility, in GJ.

38. The total annual quantity of hydrogen received by each oil sands facility, in GJ.

39. For each of the quantities reported under paragraphs 30 through 38, the proportion of the quantities, in percent, from each

Méthode de quantification

26. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 12 à 17 et 21 à 25, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

27. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque installation de sables bitumineux.

28. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de sables bitumineux.

Caractéristiques du combustible

29. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 27 et 28 :

- (i) le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible;
- (ii) la concentration de soufre moyenne annuelle, en grammes par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Électricité

30. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque installation de sables bitumineux, en MWh.

31. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque installation de sables bitumineux, en MWh.

32. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque installation de sables bitumineux, en MWh.

Vapeur

33. La quantité totale annuelle de vapeur produite à chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

34. La quantité totale annuelle de vapeur transférée hors site par chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

35. La quantité totale annuelle de vapeur reçue par chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

Hydrogène

36. La quantité totale annuelle d'hydrogène produite à chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

37. La quantité totale annuelle d'hydrogène transférée hors site par chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

38. La quantité totale annuelle d'hydrogène reçue par chaque installation de sables bitumineux, en GJ.

39. Pour chacune des quantités déclarées en vertu des alinéas 30 à 38, la proportion des quantités, en pourcentage, provenant

of the following activities, with the total for all three activities adding up to 100%:

- (i) extracting bitumen using surface mining;
- (ii) extracting bitumen using in-situ methods; and
- (iii) upgrading.

Removal of sulphur

40. Where an oil sands facility sends a gas or liquid to another facility for the purpose of removing sulphur from that gas or liquid,

- (i) the total annual quantity of that gas or liquid sent to another facility, in m³; and
- (ii) the total annual average sulphur content of that gas or liquid, in percent volume.

41. Where an oil sands facility receives a gas or liquid from another facility for the purpose of removing sulphur from that gas or liquid,

- (i) the total annual quantity of the gas or liquid received from another facility, in m³; and
- (ii) the total annual average sulphur content of that gas or liquid, in percent volume.

42. The temperature, in °C, and pressure, in kPa, at which the gas volumes reported in paragraphs 40 and 41 are quantified.

Cogeneration

43. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Inputs

44. The total annual quantity of each item listed below, processed at each oil sands facility:

- (i) cold bitumen, in tonnes and in m³;
- (ii) bitumen, in tonnes and in m³, heated above ambient temperatures by the use of steam or combustion processes;
- (iii) bitumen diluted with a hydrocarbon liquid, total combined liquid mass in tonnes and total combined liquid volume in m³;
- (iv) heavy crude oil, in tonnes and in m³;
- (v) diluent, in tonnes and in m³;
- (vi) natural gas, in thousand m³ and in GJ; and
- (vii) a mixture of the items set out in subparagraphs (i) through (vi) inclusively, in tonnes and in m³, and specify those items.

45. The total annual quantity, in tonnes, of sulphur in the inputs reported in items (i) through (vii) of paragraph 44.

Production

46. The total annual quantity, of each product listed below, produced at each oil sands facility that engages in upgrading:

- (i) synthetic crude oil, in tonnes and in m³;
- (ii) diesel with a sulphur concentration less than or equal to 15 mg/kg, in tonnes and in m³;
- (iii) diesel with a sulphur concentration greater than 15 mg/kg but less than or equal to 500 mg/kg, in tonnes and in m³;

de chacune des activités suivantes, la somme des trois activités totalisant 100 % :

- (i) l'extraction du bitume par une exploitation à ciel ouvert;
- (ii) l'extraction du bitume par des méthodes in situ;
- (iii) la valorisation.

Élimination du soufre

40. Si une installation de sables bitumineux envoie un gaz ou un liquide à une autre installation pour éliminer le soufre du gaz ou du liquide :

- (i) la quantité totale annuelle de gaz ou de liquide envoyée à une autre installation, en m³;
- (ii) la moyenne totale annuelle de la teneur en soufre de ce gaz ou de ce liquide, en pourcentage volumique.

41. Si une installation de sables bitumineux reçoit un gaz ou un liquide d'une autre installation pour éliminer le soufre du gaz ou du liquide :

- (i) la quantité totale annuelle de gaz ou de liquide reçue d'une autre installation, en m³;
- (ii) la moyenne totale annuelle de la teneur en soufre de ce gaz ou de ce liquide, en pourcentage volumique.

42. La température, en °C, et la pression, en kPa, auxquelles les volumes de gaz déclarés aux alinéas 40 et 41 sont quantifiés.

Cogénération

43. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Intrants

44. La quantité totale annuelle de chaque élément énuméré ci-après, traité à chaque installation de sables bitumineux :

- (i) bitume froid, en tonnes métriques et en m³;
- (ii) bitume, en tonnes métriques et en m³, chauffé au-dessus des températures ambiantes par la vapeur ou la combustion;
- (iii) bitume dilué dans un hydrocarbure liquide, masse liquide combinée totale, en tonnes métriques et volume liquide combiné total, en m³;
- (iv) pétrole brut lourd, en tonnes métriques et en m³;
- (v) diluant, en tonnes métriques et en m³;
- (vi) gaz naturel, en milliers de m³ et en GJ;
- (vii) mélange d'éléments énumérés aux sous-alinéas (i) à (vi) inclusivement, en tonnes métriques et m³ (préciser l'élément).

45. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de soufre contenue dans les intrants rapportés aux éléments des sous-alinéas 44(i) à (vii).

Production

46. La quantité totale annuelle de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de sables bitumineux vouée à la valorisation :

- (i) brut synthétique, en tonnes métriques et en m³;
- (ii) diesel dont la concentration en soufre est égale ou inférieure à 15 mg/kg, en tonnes métriques et en m³;

- (iv) diesel with a sulphur concentration greater than 500 mg/kg, in tonnes and in m³;
- (v) petroleum coke, in tonnes;
- (vi) sulphur, in tonnes;
- (vii) diluent, in tonnes and in m³; and
- (viii) a petroleum product, in tonnes and in m³, other than those listed in subparagraphs (i) to (vii), and specify that product.

47. The chemical name, the CAS number, and total annual quantity, in m³, of extraction solvents used by each oil sands facility engaging in the extraction of bitumen through either surface mining or in-situ methods.

48. The total annual quantity, in m³, of the following:

- (i) bitumen extracted from the ground by each oil sands facility engaging in the extraction of bitumen through either surface mining or in-situ methods, in m³; and
- (ii) bitumen processed by each oil sands facility engaging in the extraction of bitumen through either surface mining or in-situ methods, in m³.

49. For each oil sands facility extracting bitumen through in-situ methods, the average viscosity, in centipoise, and the average density, in kg/m³, of the bitumen.

Block flow diagram

50. A block flow diagram for each oil sands facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

51. For the pollution abatement equipment in operation at the oil sands facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, VOCs, and benzene; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

52. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 51,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the oil sands facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances VOCs, benzene, CO₂, CH₄, and N₂O:

- (iii) diesel dont la concentration en soufre est supérieure à 15 mg/kg, mais égale ou inférieure à 500 mg/kg, en tonnes métriques et en m³;
- (iv) diesel dont la concentration en soufre est supérieure à 500 mg/kg, en tonnes métriques et en m³;
- (v) coke de pétrole, en tonnes métriques;
- (vi) soufre, en tonnes métriques;
- (vii) diluant, en tonnes métriques et en m³;
- (viii) autres produits pétroliers, en tonnes métriques et en m³, que ceux énumérés aux sous-alinéas (i) à (vii) [préciser le produit].

47. Le nom chimique, le numéro CAS et la quantité totale annuelle, en m³, de solvants d'extraction utilisés par chaque installation de sables bitumineux vouée à l'extraction du bitume, que ce soit par une exploitation à ciel ouvert ou par des méthodes in situ.

48. La quantité totale annuelle, en m³, des produits suivants :

- (i) bitume extrait du sol par chaque installation de sables bitumineux vouée à l'extraction du bitume, que ce soit par une exploitation à ciel ouvert ou par des méthodes in situ, en m³;
- (ii) bitume traité par chaque installation de sables bitumineux vouée à l'extraction du bitume, que ce soit par une exploitation à ciel ouvert ou par des méthodes in situ, en m³.

49. Pour chaque installation de sables bitumineux effectuant l'extraction du bitume par des méthodes in situ, la viscosité moyenne, en centipoises, et la densité moyenne, en kg/m³, du bitume.

Schéma de traitement

50. Un schéma de traitement pour chaque installation de sables bitumineux.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

51. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de sables bitumineux au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, SO_x, NO_x, COV et benzène;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

52. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 51 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de sables bitumineux au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, COV, benzène, CO₂, CH₄ et N₂O :

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

53. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the oil sands facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

Storage tanks

54. The total number of above-ground storage tanks for each category listed below that store hydrocarbon liquids, including tanks that store bitumen and excluding tanks that store water containing trace amounts of hydrocarbons:

- (i) have a capacity of greater than or equal to 4 m³ and less than 50 m³;
- (ii) have a capacity of greater than or equal to 50 m³ and less than 75 m³;
- (iii) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and began to store hydrocarbon liquids before June 1, 1996;
- (iv) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and began to store hydrocarbon liquids on or after June 1, 1996;
- (v) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and store crude oil, synthetic crude oil, bitumen or bitumen diluted with a hydrocarbon liquid;
- (vi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have equipment to heat the stored hydrocarbon liquid;
- (vii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof;
- (viii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof which has a secondary seal;
- (ix) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof;
- (x) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof which has a secondary seal;
- (xi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have a vapour control system; and
- (xii) meet the recommendations for emission control equipment specified in *Environmental Guidelines for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks* (CCME-EPC-87E, June 1995).

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

53. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de sables bitumineux au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

Réservoirs de stockage

54. Le nombre total de réservoirs de stockage hors sol utilisés pour stocker les hydrocarbures liquides, y compris les réservoirs utilisés pour stocker le bitume et à l'exclusion des réservoirs utilisés pour stocker l'eau contenant des traces d'hydrocarbures, pour les catégories suivantes :

- (i) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 4 m³ et inférieure à 50 m³;
- (ii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 50 m³ et inférieure à 75 m³;
- (iii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides avant le 1^{er} juin 1996;
- (iv) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides le ou après le 1^{er} juin 1996;
- (v) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui sert à stocker le pétrole brut, le brut synthétique, le bitume ou le bitume dilué dans un hydrocarbure liquide;
- (vi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui est muni d'un système pour chauffer l'hydrocarbure liquide stocké;
- (vii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe;
- (viii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe avec scellement secondaire;
- (ix) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne;
- (x) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne avec scellement secondaire;
- (xi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ doté d'un système de contrôle de vapeur;
- (xii) réservoir satisfaisant aux recommandations visant les dispositifs de contrôle des émissions indiquées dans les *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol* (CCME-ECP-87F, juin 1995).

SCHEDULE 15

ANNEXE 15

PETROLEUM PRODUCT TERMINALS

TERMINAUX DE PRODUITS PÉTROLIERS

Part 1 – Persons required to report

The operator of a petroleum product terminal facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year only in respect of each petroleum product terminal facility whose total emissions of VOCs, in that calendar year, meet or exceed the release threshold of 5 tonnes, calculated on an annual basis.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“petroleum product terminal facility” means a facility where crude oil, synthetic crude oil, bitumen diluted with a hydrocarbon liquid, liquefied petroleum gas, heating oil and other refined petroleum products are received by pipeline, railcar, marine transfer or directly from a petroleum refining facility and are stored in bulk for subsequent transportation or distribution.

“refined petroleum product” means crude oil or bitumen diluted with a hydrocarbon that has been refined into a product by a petroleum refining facility as defined in Schedule 16 or by an oil sands facility that engages in upgrading as defined in Schedule 14 and includes gasoline, gasoline for use in aircraft and diesel.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator's contact person, if any, the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The petroleum product terminal facility's name, longitude and latitude.
4. The petroleum product terminal facility's civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the petroleum product terminal facility began operation.
6. The number of days during which the petroleum product terminal facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of VOC releases from each petroleum product terminal facility, excluding on-site mobile combustion emissions.
11. The total annual quantity, in tonnes, of benzene releases from each petroleum product terminal facility, excluding on-site mobile combustion emissions.

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

L'exploitant d'un terminal de produits pétroliers doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement pour le terminal de produits pétroliers dont les émissions de COV, pour l'année civile 2006, atteignaient ou dépassaient le seuil de 5 tonnes métriques calculé annuellement.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« produit pétrolier raffiné » Pétrole brut ou bitume dilué dans un hydrocarbure liquide qui a été raffiné en un produit par une installation de raffinage du pétrole définie à l'annexe 16 ou par une installation de sables bitumineux vouée à la valorisation définie à l'annexe 14 et qui comprend de l'essence automobile, de l'essence aviation et du carburant diesel.

« terminal de produits pétroliers » Installation qui reçoit du pétrole brut, du brut synthétique, du bitume dilué dans un hydrocarbure liquide, du gaz de pétrole liquéfié, du mazout de chauffage et d'autres produits pétroliers raffinés par pipeline, wagons-citernes, transfert maritime ou directement d'une installation de raffinage du pétrole et qui stocke ces produits en vrac aux fins de transport et de distribution.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude du terminal de produits pétroliers.
4. L'adresse municipale et l'adresse postale du terminal de produits pétroliers, s'il y a lieu.
5. L'année du début de l'exploitation du terminal de produits pétroliers.
6. Le nombre de jours pendant lesquels le terminal de produits pétroliers était en exploitation au cours de l'année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV de chaque terminal de produits pétroliers, à l'exclusion des émissions liées aux activités de combustion mobile se déroulant sur le site.
11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de benzène de chaque terminal de produits pétroliers, à l'exclusion des émissions liées aux activités de combustion mobile se déroulant sur le site.

12. For each of the releases of VOCs and benzene reported in paragraphs 10 and 11, the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from each category listed below:

- (i) storage emissions;
- (ii) loading and unloading emissions; and
- (iii) equipment leak emissions.

Quantification method

13. For each quantity reported under paragraphs 10 through 12, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Pollution prevention measures

14. For the pollution abatement equipment in operation at the petroleum product terminal facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: VOCs and benzene; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

15. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 14,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the petroleum product terminal facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances VOCs and benzene:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and
 - (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

12. Pour chacun des rejets de COV et de benzène déclarés aux sous-alinéas 10 et 11, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant de chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
- (iii) émissions provenant de fuites de l'équipement.

Méthode de quantification

13. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 12, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Mesures de prévention de la pollution

14. En ce qui concerne l'équipement antipollution en opération au terminal de produits pétroliers au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : COV et benzène;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

15. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 14 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre au terminal de produits pétroliers au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, COV et benzène :
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;
 - d) améliorations de l'efficacité énergétique;
 - e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

Storage tanks

16. The total number of aboveground storage tanks for each category listed below that store hydrocarbon liquids, including tanks that store bitumen and excluding tanks that store water containing trace amounts of hydrocarbons:

- (i) have a capacity of greater than or equal to 4 m³ and less than 50 m³;
- (ii) have a capacity of greater than or equal to 50 m³ and less than 75 m³;
- (iii) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids before June 1, 1996;
- (iv) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids on or after June 1, 1996;
- (v) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and store crude oil, synthetic crude oil, bitumen or bitumen diluted with a hydrocarbon liquid;
- (vi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have equipment to heat the stored hydrocarbon liquid;
- (vii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof;
- (viii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof which has a secondary seal;
- (ix) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof;
- (x) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof which has a secondary seal;
- (xi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have a vapour control system; and
- (xii) meet the recommendations for emission control equipment specified in *Environmental Guidelines for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks* (CCME-EPC-87E, June 1995).

SCHEDULE 16

PETROLEUM REFINING

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a petroleum refining facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each petroleum refining facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the petroleum refining facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2,5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Réservoirs de stockage

16. Le nombre total de réservoirs de stockage hors sol utilisés pour stocker les hydrocarbures liquides, y compris les réservoirs utilisés pour stocker le bitume et à l'exclusion des réservoirs utilisés pour stocker l'eau contenant des traces d'hydrocarbures, pour les catégories suivantes :

- (i) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 4 m³ et inférieure à 50 m³;
- (ii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 50 m³ et inférieure à 75 m³;
- (iii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides avant le 1^{er} juin 1996;
- (iv) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides le ou après le 1^{er} juin 1996;
- (v) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui sert à stocker le pétrole brut, le brut synthétique, le bitume ou le bitume dilué dans un hydrocarbure liquide;
- (vi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui est muni d'un système pour chauffer l'hydrocarbure liquide stocké;
- (vii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe;
- (viii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe avec scellement secondaire;
- (ix) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne;
- (x) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne avec scellement secondaire;
- (xi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ doté d'un système de contrôle de vapeur;
- (xii) réservoir satisfaisant aux recommandations visant les dispositifs de contrôle des émissions indiquées dans les *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol* (CCME-ECP-87F, juin 1995).

ANNEXE 16

RAFFINAGE DU PÉTROLE

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de raffinage du pétrole doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque installation dont il est l'exploitant.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de raffinage du pétrole atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2,5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO_2), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_2 , calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO_2), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“alkylate product” means a product that is composed of hydrocarbons containing at least five carbon atoms and that is produced in the alkylation unit.

“charge” means the amount of feedstock processed in a process unit identified at paragraph 45.

“charge capacity” means the maximum amount of feedstock that a process unit identified at paragraph 45 is designed to process.

“coke yield” means the weight of coke residue, divided by the weight of the charge of the traditional vacuum gas oil catalytic cracking unit, mild residuum catalytic cracking unit or high residuum catalytic cracking unit, excluding a substance or product that is reprocessed in the petroleum refinery.

“Conradson carbon” means a measurement, in a laboratory, of carbon residue after evaporation and pyrolysis of a hydrocarbon mixture. That measurement is carried out using the ASTM D189-06 Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products.

“cooling tower emissions” means releases of fugitive emissions from an open water recirculating device that uses fans or natural draft to draw or force ambient air through the device to cool water.

“debutanized converted product” means a product that is composed of hydrocarbons containing at least five carbon atoms and that is produced in the polymerization unit.

“diluent” means a hydrocarbon liquid used to dilute bitumen or heavy crude oil in order to decrease the viscosity of the bitumen or heavy crude oil.

“dimer product” means a product that is the result of the chemical union of identical molecules of propylene or of butylene and that is produced in the dimerization unit.

“high residuum catalytic cracking unit” means a catalytic cracking unit that processes a hydrocarbon mixture which has

(i) an average Conradson carbon of greater than 3.5% on a weight basis, as measured using the ASTM D189-06 Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products; and

(ii) a coke yield greater than or equal to 5.5% on a weight basis.

“hydrocarbon mixture” includes feedstock.

“hydrogen generation unit” means a process unit where hydrogen and carbon monoxide are produced through steam methane reforming and where carbon monoxide is converted to carbon dioxide by the shift reaction.

“light/medium sour crude oil” means a crude oil that has a density of less than or equal to 900 kg/m^3 and that has a total sulphur content equal to or greater than 0.7% by weight.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO_2), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_2 , calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO_2), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement – 10 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« bitume modifié aux polymères » Bitume dans lequel un polymère, du plastique ou du caoutchouc a été ajouté.

« bitume oxydé » Bitume soufflé à l'air pour lui donner les propriétés physiques nécessaires aux applications dans lesquelles il est utilisé.

« brut corrosif léger/moyen » Pétrole brut dont la densité est inférieure ou égale à 900 kg/m^3 et dont la teneur en soufre totale, en poids, est égale ou supérieure à 0,7%.

« brut non corrosif léger/moyen » Pétrole brut dont la densité est inférieure ou égale à 900 kg/m^3 et dont la teneur en soufre totale, en poids, est inférieure à 0,7%.

« brut synthétique » Brut obtenu par la transformation du bitume ou du pétrole brut lourd grâce à l'ajout d'hydrogène ou à l'enlèvement de carbone.

« capacité de charge » Quantité maximale de matières de base qui peut être traitée dans l'une des unités de traitement énumérées à l'alinéa 45.

« capacité de production » Quantité maximale de produits qui peut être fabriquée dans l'une des unités de traitement énumérées à l'alinéa 46.

« carbone Conradson » Mesure, en laboratoire, du carbone résiduel obtenu après évaporation et pyrolyse d'un mélange d'hydrocarbures. Cette mesure est effectuée à l'aide de la méthode normalisée ASTM D189-06 (Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products).

« charge » Quantité de matières de base traitée dans l'une des unités de traitement énumérées à l'alinéa 45.

« diluant » Hydrocarbure liquide servant à diluer le bitume ou le pétrole brut lourd pour en diminuer la viscosité.

« dimère » Produit résultant de l'union chimique de molécules identiques de propylène ou de butylène et qui est produit dans une unité de dimérisation.

« émissions de la tour de refroidissement » Rejets d'émissions fugitives provenant d'un dispositif de recirculation des eaux libres qui utilise des ventilateurs ou le tirage naturel pour aspirer de l'air ambiant ou pour forcer l'air ambiant à entrer dans le dispositif pour refroidir l'eau.

« installation de raffinage du pétrole » Installation vouée au raffinage du pétrole.

« mélange d'hydrocarbures » Comprend la matière de base.

« production » Quantité de produits fabriqués dans l'une des unités de traitement énumérées à l'alinéa 46.

« produit alkylé » Produit composé d'hydrocarbures contenant au moins cinq atomes de carbone et produit dans une unité d'alkylation.

- “light/medium sweet crude oil” means crude oil that has a density of less than or equal to 900 kg/m³ and that has a total sulphur content of less than 0.7% by weight.
- “mild residuum catalytic cracking unit” means a catalytic cracking unit that processes a hydrocarbon mixture which has
- (i) an average Conradson carbon of greater than or equal to 2.25% and less than or equal to 3.5% on a weight basis, as measured using the ASTM D189-06 Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products; and
 - (ii) a coke yield greater than or equal to 5.5% on a weight basis.
- “oxidized asphalt” means asphalt through which air has been blown, in order to produce physical properties required for the use of the asphalt.
- “petroleum refining” means the refining of crude oil or bitumen diluted with a hydrocarbon, into petroleum products, and includes storage and processes such as cogeneration, hydrogen generation and sulphur recovery, but excludes the production of synthetic crude oil.
- “petroleum refining facility” means a facility that engages in petroleum refining.
- “polymer modified asphalt” means asphalt to which a polymer, such as a plastic or rubber, has been added.
- “production” means the amount of product produced in a process unit identified at paragraph 46.
- “production capacity” means the amount of product that a process unit identified at paragraph 46 is designed to produce.
- “shift reaction” means a chemical reaction expressed by the formula $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$.
- “special fractionation units” means fractionation units other than those set out at subparagraphs 45(i), (ii) and (iii).
- “steam methane reforming” means the process by which methane and other hydrocarbons in natural gas are converted into hydrogen and carbon monoxide by reaction with steam over a catalyst.
- “synthetic crude oil” means a crude oil derived by the conversion of bitumen or heavy crude oil through the addition of hydrogen or the removal of carbon.
- “traditional vacuum gas oil catalytic cracking unit” means a catalytic cracking unit that processes a hydrocarbon mixture which has
- (i) an average Conradson carbon of less than 2.25% on a weight basis, as measured using the ASTM D189-06 Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products; and
 - (ii) a coke yield of less than 5.5% on a weight basis.
- « produit converti débutanisé » Produit composé d’hydrocarbures contenant au moins cinq atomes de carbone et produit dans une unité de polymérisation.
- « raffinage du pétrole » Raffinage du pétrole brut ou de bitume dilué dans un hydrocarbure en produits pétroliers et comprend le stockage et les processus tels que la cogénération, la production d’hydrogène et la récupération du soufre, mais ne comprend pas la production du brut synthétique.
- « réaction de conversion » Réaction chimique dont la formule est : $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$.
- « reformage du méthane à la vapeur » Procédé grâce auquel le méthane et les autres hydrocarbures présents dans le gaz naturel sont convertis en hydrogène et en monoxyde de carbone par la réaction avec la vapeur en présence d’un catalyseur.
- « rendement en coke » Masse du résidu de coke, divisée par la masse de la charge de l’unité de craquage catalytique de gasoil sous vide conventionnelle, de l’unité de craquage catalytique de mélange à faible teneur en produits résiduels ou de l’unité de craquage catalytique de mélange à teneur élevée en produits résiduels, excluant les substances ou les produits qui sont traités dans la raffinerie de pétrole.
- « unité de craquage catalytique de gasoil sous vide conventionnelle » Unité de craquage catalytique qui traite un mélange d’hydrocarbures dont :
- (i) la teneur en carbone Conradson moyenne est inférieure à 2,25 % en poids, mesurée à l’aide de la méthode normalisée ASTM D189-06 (Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products);
 - (ii) le rendement en coke est inférieur à 5,5 % en poids.
- « unité de craquage catalytique de mélange à faible teneur en produits résiduels » Unité de craquage catalytique qui traite un mélange d’hydrocarbures dont :
- (i) la teneur en carbone Conradson moyenne est supérieure ou égale à 2,25 % et inférieure ou égale à 3,5 % en poids, mesurée à l’aide de la méthode normalisée ASTM D189-06 (Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products);
 - (ii) le rendement en coke est supérieur ou égal à 5,5 % en poids.
- « unité de craquage catalytique de mélange à teneur élevée en produits résiduels » Unité de craquage catalytique qui traite un mélange d’hydrocarbures dont :
- (i) la teneur en carbone Conradson moyenne est supérieure à 3,5 % en poids, mesurée à l’aide de la méthode normalisée ASTM D189-06 (Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products);
 - (ii) le rendement en coke est supérieur ou égal à 5,5 % en poids.
- « unité de production d’hydrogène » Unité de traitement dans laquelle de l’hydrogène et du monoxyde de carbone sont produits par le reformage du méthane à la vapeur et où le monoxyde de carbone est converti en dioxyde de carbone par la réaction de conversion.
- « unités de fractionnement spécial » Unités de fractionnement autres que celles énumérées aux sous-alinéas 45(i), (ii) et (iii).

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator’s name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l’exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s’il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s’il y a lieu).

2. The name of the operator's contact person, if any, the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The petroleum refining facility's name, longitude and latitude.

4. The petroleum refining facility's civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the petroleum refining facility began operation.

6. The number of days during which the petroleum refining facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each petroleum refining facility of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity, in tonnes, of benzene releases from each petroleum refining facility, excluding on-site mobile combustion emissions.

12. For each of the releases reported in paragraphs 10 and 11, the total annual quantity, in tonnes, of those releases for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each petroleum refining facility for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions; and
- (iv) flaring emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄ releases from each petroleum refining facility from venting emissions.

15. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 13 and 18.

16. For the purpose of paragraphs 10 and 12, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de l'installation de raffinage du pétrole.

4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'installation de raffinage du pétrole, s'il y a lieu.

5. L'année du début de l'exploitation de l'installation de raffinage du pétrole.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l'installation de raffinage du pétrole était en exploitation au cours de l'année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de raffinage du pétrole, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de benzène de chaque installation de raffinage du pétrole, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

12. Pour chacun des rejets déclarés en vertu des alinéas 10 et 11, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets provenant des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de raffinage du pétrole, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ de chaque installation de raffinage du pétrole provenant des émissions d'évacuation.

15. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 13 et 18.

16. Pour les besoins des alinéas 10 et 12, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

17. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the person shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either industrial process or stationary fuel combustion.

18. For each of the releases reported in subparagraphs 12(i) and 13(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

19. For the releases of CO₂ reported in subparagraph 13(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the shift reaction in hydrogen generation units.

20. For each of the releases of VOCs and benzene reported in subparagraph 12(v), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from each category listed below:

- (i) storage emissions;
- (ii) loading and unloading emissions;
- (iii) equipment leak emissions; and
- (iv) cooling tower emissions.

21. The total annual quantity, in tonnes, of releases of VOCs and benzene from wastewater emissions.

Quantification method

22. For each quantity reported under paragraphs 10 through 14 and 18 through 21, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

23. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each petroleum refining facility.

Higher heating value

24. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraph 23.

Electricity

25. The total annual quantity of electricity produced at each petroleum refining facility, in MWh.

26. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each petroleum refining facility, in MWh.

27. The total annual quantity of electricity received by each petroleum refining facility, in MWh.

Steam

28. The total annual quantity of steam produced at each petroleum refining facility, in GJ.

17. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, la personne doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

18. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 12(i) et 13(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets qui sont des émissions de cogénération.

19. Pour chacun des rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 13(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets provenant de la réaction de conversion dans les unités de production d'hydrogène.

20. Pour chacun des rejets de COV et de benzène déclarés au sous-alinéa 12(v), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant de chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
- (iii) émissions provenant de fuites de l'équipement;
- (iv) émissions de la tour de refroidissement.

21. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de COV et de benzène provenant d'émissions des eaux usées.

Méthode de quantification

22. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 14 et 18 à 21, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

23. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de raffinage du pétrole.

Pouvoir calorifique supérieur

24. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu de l'alinéa 23, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Électricité

25. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque installation de raffinage du pétrole, en MWh.

26. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque installation de raffinage du pétrole, en MWh.

27. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque installation de raffinage du pétrole, en MWh.

Vapeur

28. La quantité totale annuelle de vapeur produite à chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

29. The total annual quantity of steam transferred off-site from each petroleum refining facility, in GJ.

30. The total annual quantity of steam received by each petroleum refining facility, in GJ.

Hydrogen

31. The total annual quantity of hydrogen produced at each petroleum refining facility, in GJ.

32. The total annual quantity of hydrogen transferred off-site from each petroleum refining facility, in GJ.

33. The total annual quantity of hydrogen received by each petroleum refining facility, in GJ.

Removal of sulphur

34. Where a petroleum refining facility sends a gas or liquid to another facility for the purpose of removing sulphur from that gas or liquid,

(i) the total annual quantity of that gas or liquid sent to another facility, in m³; and

(ii) the total annual average sulphur content of that gas or liquid, in percent volume.

35. Where a petroleum refining facility receives a gas or liquid from another facility for the purpose of removing sulphur from that gas or liquid,

(i) the total annual quantity of that gas or liquid received from another facility, in m³; and

(ii) the total annual average sulphur content of that gas or liquid, in percent volume.

36. The temperature, in °C, and pressure, in kPa, at which the gas volumes reported in paragraphs 34 and 35 are quantified.

Cogeneration

37. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

(i) electricity generated, in MWh;

(ii) thermal energy generated, in MWh;

(iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and

(iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Feedstocks

38. The total annual quantity, in tonnes and in m³, of each feedstock listed below, used at each petroleum refining facility:

(i) light/medium sweet crude oil;

(ii) light/medium sour crude oil;

(iii) heavy crude oil;

(iv) synthetic crude oil;

(v) bitumen diluted with a hydrocarbon liquid;

(vi) natural gas liquids; and

(vii) a feedstock other than those set out at subparagraphs (i) through (vi), inclusively, and specify that feedstock.

39. The total annual quantity, in tonnes, of sulphur in all feedstocks used at each petroleum refining facility.

29. La quantité totale annuelle de vapeur transférée hors site par chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

30. La quantité totale annuelle de vapeur reçue par chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

Hydrogène

31. La quantité totale annuelle d'hydrogène produite à chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

32. La quantité totale annuelle d'hydrogène transférée hors site par chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

33. La quantité totale annuelle d'hydrogène reçue par chaque installation de raffinage du pétrole, en GJ.

Élimination du soufre

34. Si une installation de raffinage du pétrole envoie un gaz ou un liquide à une autre installation pour éliminer le soufre du gaz ou du liquide :

(i) la quantité totale annuelle de gaz ou de liquide envoyée à une autre installation, en m³;

(ii) la moyenne totale annuelle de la teneur en soufre de ce gaz ou de ce liquide, en pourcentage volumique.

35. Si une installation de raffinage du pétrole reçoit un gaz ou un liquide d'une autre installation pour éliminer le soufre du gaz ou du liquide :

(i) la quantité totale annuelle de gaz ou de liquide reçue d'une autre installation, en m³;

(ii) la moyenne totale annuelle de la teneur en soufre de ce gaz ou de ce liquide, en pourcentage volumique.

36. La température, en °C, et la pression, en kPa, auxquelles les volumes de gaz déclarés aux alinéas 34 et 35 sont quantifiés.

Cogénération

37. Pour chaque unité de cogénération :

(i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;

(ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;

(iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);

(iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Matières de base

38. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques et en m³, de chaque matière de base énumérée ci-après, utilisée à chaque installation de raffinage du pétrole :

(i) brut non corrosif léger/moyen;

(ii) brut corrosif léger/moyen;

(iii) brut lourd;

(iv) brut synthétique;

(v) bitume dilué dans un hydrocarbure liquide;

(vi) liquides de gaz naturel;

(vii) autre matière de base que celles énumérées aux sous-alinéas (i) à (vi) inclusivement (préciser la matière de base).

39. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de soufre contenue dans toutes les matières de base utilisées à chaque installation de raffinage du pétrole.

Production

40. The total annual quantity, in tonnes and in m³, except where specified, of each product listed below, produced at each petroleum refining facility:

- (i) gasoline;
- (ii) diesel with a sulphur concentration less than or equal to 15 mg/kg;
- (iii) diesel with a sulphur concentration greater than 15 mg/kg but less than or equal to 500 mg/kg;
- (iv) diesel with a sulphur concentration greater than 500 mg/kg;
- (v) propane;
- (vi) butane;
- (vii) kerosene;
- (viii) naphtha;
- (ix) aviation gasoline;
- (x) aviation turbo fuel – kerosene type;
- (xi) aviation turbo fuel – naphtha type;
- (xii) light fuel oil No. 1;
- (xiii) light fuel oil No. 2;
- (xiv) light fuel oil No. 3;
- (xv) light or heavy fuel oil No. 4;
- (xvi) heavy fuel oil No. 5;
- (xvii) heavy fuel oil No. 6 / bunker C;
- (xviii) gas oils other than those identified in subparagraphs (xii) through (xvii);
- (xix) lubrication oils and greases;
- (xx) refinery fuel gas or still gas, in GJ and thousand m³;
- (xxi) asphaltènes;
- (xxii) petroleum coke, in tonnes;
- (xxiii) sulphur, in tonnes;
- (xxiv) petrochemical feedstocks;
- (xxv) diluent;
- (xxvi) synthetic crude oil; and
- (xxvii) a petroleum product other than those set out at subparagraphs (i) through (xxvi) inclusively, and specify that product.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

41. For the pollution abatement equipment in operation at the petroleum refining facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: SO_x, NO_x, VOCs, and benzene; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

Production

40. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques et en m³, sauf indication contraire, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de raffinage du pétrole :

- (i) essence;
- (ii) diesel dont la concentration en soufre est égale ou inférieure à 15 mg/kg;
- (iii) diesel dont la concentration en soufre est supérieure à 15 mg/kg, mais égale ou inférieure à 500 mg/kg;
- (iv) diesel dont la concentration en soufre est supérieure à 500 mg/kg;
- (v) propane;
- (vi) butane;
- (vii) kérosène;
- (viii) naphte;
- (ix) essence aviation;
- (x) carburant aviation (kérosène);
- (xi) carburant aviation (naphte);
- (xii) mazout léger n° 1;
- (xiii) mazout léger n° 2;
- (xiv) mazout léger n° 3;
- (xv) mazout léger ou lourd n° 4;
- (xvi) mazout lourd n° 5;
- (xvii) mazout lourd n° 6/mazout C;
- (xviii) gasoils autres que ceux décrits aux sous-alinéas (xii) à (xvii);
- (xix) lubrifiants (huiles et graisses);
- (xx) gaz de combustion ou de distillation de raffinerie, en GJ et en milliers de m³;
- (xxi) asphaltènes;
- (xxii) coke de pétrole, en tonnes métriques;
- (xxiii) soufre, en tonnes métriques;
- (xxiv) matières de base pétrochimiques;
- (xxv) diluant;
- (xxvi) brut synthétique;
- (xxvii) autre produit pétrolier que ceux énumérés aux sous-alinéas (i) à (xxvi) inclusivement (préciser le produit pétrolier).

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

41. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de raffinage du pétrole au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : SO_x, NO_x, COV et benzène;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

42. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 41,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the petroleum refining facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances SO_x, VOCs, benzene, and CO₂:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

43. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the petroleum refining facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

Storage tanks

44. The total number of aboveground storage tanks for each category listed below that store hydrocarbon liquids, including tanks that store bitumen and excluding tanks that store water containing trace amounts of hydrocarbons:

- (i) have a capacity of greater than or equal to 4 m³ and less than 50 m³;
- (ii) have a capacity of greater than or equal to 50 m³ and less than 75 m³;
- (iii) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids before June 1, 1996;
- (iv) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids on or after June 1, 1996;
- (v) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and store crude oil, synthetic crude oil, bitumen or bitumen diluted with a hydrocarbon liquid;
- (vi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have equipment to heat the stored hydrocarbon liquid;
- (vii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof;
- (viii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof which has a secondary seal;
- (ix) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof;
- (x) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof which has a secondary seal;
- (xi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have a vapour control system; and
- (xii) meet the recommendations for emission control equipment specified in *Environmental Guidelines for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks* (CCME-EPC-87E, June 1995).

42. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 41 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de raffinage du pétrole au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : SO_x, COV, benzène et CO₂ :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

43. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de raffinage du pétrole au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

Réservoirs de stockage

44. Le nombre total de réservoirs de stockage hors sol utilisés pour stocker les hydrocarbures liquides, y compris les réservoirs utilisés pour stocker le bitume et à l'exclusion des réservoirs utilisés pour stocker l'eau contenant des traces d'hydrocarbures, pour les catégories suivantes :

- (i) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 4 m³ et inférieure à 50 m³;
- (ii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 50 m³ et inférieure à 75 m³;
- (iii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides avant le 1^{er} juin 1996;
- (iv) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides le ou après le 1^{er} juin 1996;
- (v) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui sert à stocker le pétrole brut, le brut synthétique, le bitume ou le bitume dilué dans un hydrocarbure liquide;
- (vi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui est muni d'un système pour chauffer l'hydrocarbure liquide stocké;
- (vii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe;
- (viii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe avec scellement secondaire;
- (ix) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne;
- (x) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne avec scellement secondaire;
- (xi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ doté d'un système de contrôle de vapeur;

Refinery activity

45. (i) For each of the process units listed below, provide, in m³ per day, the unit's charge capacity and the charge, excluding a substance or product that is reprocessed in the petroleum refinery:

- (a) atmospheric crude distillation unit;
- (b) vacuum distillation unit;
- (c) traditional vacuum gas oil catalytic cracking unit;
- (d) mild residuum catalytic cracking unit;
- (e) high residuum catalytic cracking unit;
- (f) visbreaking unit;
- (g) catalytic reforming unit;
- (h) diesel hydrotreating unit;
- (i) middle distillate dewaxing unit;
- (j) gas oil and lighter hydrocracking unit;
- (k) kerosene and lighter hydrotreating unit;
- (l) residuum hydrocracking unit;
- (m) lube hydrofinishing unit;
- (n) lube hydrocracking unit;
- (o) aromatics solvent extraction unit;
- (p) vacuum gas oil hydrotreating unit;
- (q) hydroalkylation unit;
- (r) solvent deasphalting unit;
- (s) solvent extraction unit;
- (t) solvent dewaxing unit; and
- (u) catalytic dewaxing unit.

(ii) For the isomerization unit, provide, in m³ per day, the reactor's charge capacity and the charge, including a substance or product that is reprocessed in the petroleum refinery.

(iii) For each of the process units listed below, provide, in m³ per day, the reactor's charge capacity and the charge, excluding a substance or product that is reprocessed in the petroleum refinery:

- (a) delayed coking unit; and
- (b) fluid coking unit.

(iv) For the special fractionation units, provide, in m³ per day, the unit's charge capacity and the charge, excluding a substance or product that is reprocessed in the petroleum refinery.

46. (i) For each of the process units listed below, provide, in m³ per day, the production capacity and the production of the products:

- (a) production of alkylate product in the alkylation unit;
- (b) production of debutanized converted product in the polymerization unit;
- (c) production of dimate product in the dimerization unit;
- (d) production of oxidized asphalt in the asphalt unit; and
- (e) production of polymer modified asphalt in the asphalt unit.

(xii) réservoir satisfaisant aux recommandations visant les dispositifs de contrôle des émissions indiquées dans les *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol* (CCME-ECP-87F, juin 1995).

Activité de la raffinerie

45. (i) Pour chacune des unités de traitement énumérées ci-après, déclarer la capacité de charge et la charge de l'unité, en m³ par jour, excluant les substances ou les produits qui sont retraités dans la raffinerie de pétrole :

- a) unité de distillation de brut atmosphérique;
- b) unité de distillation de brut sous vide;
- c) unité de craquage catalytique de gasoil sous vide conventionnelle;
- d) unité de craquage catalytique de mélange à faible teneur en produits résiduels;
- e) unité de craquage catalytique de mélange à teneur élevée en produits résiduels;
- f) unité de viscoréduction;
- g) unité de reformage catalytique;
- h) unité d'hydrotraitement du diesel;
- i) unité de déparaffinage de distillat moyen;
- j) unité d'hydrocraquage de gasoil et de brut léger;
- k) unité d'hydrotraitement de kérosène et de brut léger;
- l) unité d'hydrocraquage de produits résiduels;
- m) unité d'hydrofinissage de lubrifiants;
- n) unité d'hydrocraquage de lubrifiants;
- o) unité d'extraction au solvant aromatique;
- p) unité d'hydrotraitement de gasoil sous vide;
- q) unité d'hydroalkylation;
- r) unité de désasphaltage en dissolution;
- s) unité d'extraction au solvant;
- t) unité de déparaffinage au solvant;
- u) unité de déparaffinage catalytique.

(ii) Pour l'unité d'isomérisation, déclarer la capacité de charge et la charge du réacteur, en m³ par jour, y compris les substances ou les produits qui sont retraités dans la raffinerie de pétrole.

(iii) Pour chacune des unités de traitement énumérées ci-après, déclarer la capacité de charge et la charge du réacteur, en m³ par jour, excluant les substances ou les produits qui sont retraités dans la raffinerie de pétrole :

- a) unité de cokéfaction retardée;
- b) unité de cokéfaction fluide.

(iv) Pour les unités de fractionnement spécial, déclarer la capacité de charge et la charge de l'unité, en m³ par jour, excluant les substances ou des produits qui sont retraités dans la raffinerie de pétrole.

46. (i) Pour chacune des unités de traitement énumérées ci-après, déclarer, en m³ par jour, la capacité de production et la production des produits énumérés :

- a) production de produits alkylés dans l'unité d'alkylation;
- b) production de produits convertis débutanisés dans l'unité de polymérisation;
- c) production de dimère dans l'unité de dimérisation;
- d) production de bitume oxydé dans l'unité de préparation de bitume;
- e) production de bitume modifié aux polymères dans l'unité de préparation de bitume.

(ii) For the sulphur recovery unit, provide, in tonnes per day, the production and production capacity of sulphur.

(iii) For the hydrogen generation unit, provide, in 1 000 m³ per day, on a dry basis, and at 15°C and 1 atmosphere, the production and production capacity of hydrogen after the shift reaction, followed by a purification operation. Pure hydrogen which is present in the feedstock processed in the hydrogen generation unit and which bypasses that unit's process heater shall be excluded from the production of hydrogen required to be reported by the operator under this subparagraph.

(iv) For the olefin cracking unit, provide, in tonnes per day, the production capacity and the production of the products listed below:

- (a) production of ethylene; and
- (b) production of propylene.

(ii) Pour l'unité de récupération de soufre, déclarer la production et la capacité de production de soufre, en tonnes métriques par jour.

(iii) Pour l'unité de production d'hydrogène, déclarer la production et la capacité de production d'hydrogène après la conversion suivie de la purification, en 1 000 m³ par jour, sur une base sèche, à 15 °C et 1 atmosphère. L'hydrogène pur présent dans la matière de base traitée à l'unité de production d'hydrogène et qui contourne le dispositif de chauffage de l'unité doit être exclu de la production d'hydrogène que l'exploitant doit déclarer en vertu du présent sous-alinéa.

(iv) Pour l'unité de craquage d'oléfines, déclarer la capacité de production et la production, en tonnes métriques par jour, des produits suivants :

- a) éthylène;
- b) propylène.

SCHEDULE 17

POTASH

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a potash facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each potash facility that they operate.

2. For the substances TPM, PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the potash facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2,5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

3. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

Part 2 – Definitions

The following definition applies to this Schedule only:

“potash facility” means a facility that mines, separates and refines potash from potash-bearing ore.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

ANNEXE 17

POTASSE

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une installation de potasse doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque installation dont il est l'exploitant.

2. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de potasse atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2,5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement — 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement — 10 tonnes métriques.

3. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Partie 2 — Définitions

La définition ci-après ne s'applique qu'à la présente annexe :

« installation de potasse » Installation qui exploite des gisements de potasse, qui sépare la potasse du minerai de potasse et qui la raffine.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).

2. The name of the operator's contact person, if any, and the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.

3. The potash facility's name, longitude and latitude.

4. The potash facility's civic and postal addresses, if any.

5. The year in which the potash facility began operation.

6. The number of days during which the potash facility was in operation in the 2006 calendar year.

7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.

8. The NPRI identification number, if any.

9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each potash facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

11. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each potash facility for each of the substances reported in paragraph 10, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

12. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each potash facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

13. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 12 and 15.

14. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

15. For each of the releases reported in subparagraphs 11(i) and 12(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

Quantification method

16. For each quantity reported under paragraphs 10 through 12 and 15, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;

2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).

3. Le nom, la longitude et la latitude de l'installation de potasse.

4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'installation de potasse, s'il y a lieu.

5. L'année du début de l'exploitation de l'installation de potasse.

6. Le nombre de jours pendant lesquels l'installation de potasse était en exploitation au cours de l'année civile 2006.

7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.

8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.

9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de potasse, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

11. Pour chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 10, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de potasse, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de potasse, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

13. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 12 et 15.

14. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

15. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 11(i) et 12(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets qui sont des émissions de cogénération.

Méthode de quantification

16. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 12 et 15, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;

- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

17. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each potash facility.

18. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each potash facility.

Higher heating value

19. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 17 and 18.

Steam

20. The total annual quantity of steam received by each potash facility, in GJ.

Cogeneration

21. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

22. The total annual quantity, in tonnes, of potash containing at least 90% of potassium chloride that is produced at each potash facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

23. For the pollution abatement equipment in operation at the potash facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, and PM_{2,5}; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

17. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque installation de potasse.

18. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de potasse.

Pouvoir calorifique supérieur

19. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 17 et 18, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Vapeur

20. La quantité totale annuelle de vapeur reçue par chaque installation de potasse, en GJ.

Cogénération

21. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

22. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de potasse contenant au moins 90 % de chlorure de potassium produit à chaque installation de potasse.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

23. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de potasse au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀ et PM_{2,5};
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

24. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 23,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the potash facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, and CO₂:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

25. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the potash facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

24. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 23 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de potasse au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, TPM, PM₁₀, PM_{2,5} et CO₂ :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

25. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de potasse au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 18

PULP AND PAPER

Part 1 – Persons required to report

1. The operator of a pulp and paper facility that, in the 2006 calendar year, released one or more of the substances set out below at or above the corresponding threshold for that substance shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each pulp and paper facility that they operate. If releases of only one of total greenhouse gases, TPM, or sulphur dioxide meet or exceed the release threshold, the operator of a pulp and paper facility shall report, for the 2006 calendar year, information required under this Schedule in respect of all three substances.

Release threshold for total greenhouse gases, calculated on an annual basis and expressed as carbon dioxide equivalent – 20 000 tonnes of carbon dioxide equivalent.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

2. For the purposes of determining whether a pulp and paper facility meets or exceeds the release threshold for total greenhouse gases set out in paragraph 1 of Part 1 of this Schedule, the following equation is to be used:

ANNEXE 18

PÂTES ET PAPIERS

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. L'exploitant d'une usine de pâtes et papiers qui a rejeté, au cours de l'année civile 2006, une ou plusieurs des substances précisées dans la présente annexe à un seuil égal ou supérieur au seuil établi pour cette substance doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006, et ce, pour chaque usine dont il est l'exploitant. Si les rejets atteignent ou dépassent un seul des seuils d'émissions énumérés ci-dessous (gaz à effet de serre, TPM ou dioxyde de soufre), l'exploitant d'une usine de pâtes et papiers doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe à l'égard des trois substances susmentionnées pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de gaz à effet de serre, calculé annuellement et exprimé en équivalent en dioxyde de carbone – 20 000 tonnes métriques d'équivalent en dioxyde de carbone.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

2. Afin de déterminer si une usine de pâtes et papiers atteint ou dépasse le seuil d'émissions totales de gaz à effet de serre décrit dans l'alinéa 1 de la partie 1 de la présente annexe, l'équation suivante doit être utilisée :

$$\text{TotalCO}_2\text{eq} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{GWP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}})_i$$

where

E = total releases of a particular gas or gas species from the pulp and paper facility in the 2006 calendar year, expressed in tonnes

i = each emission source and

GWP = global warming potential set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1

3. CO₂ emissions from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the determination of total annual emissions for the purposes of establishing whether a pulp and paper facility meets or exceeds the release threshold.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

“chemical pulping” means the processing of wood or other plant material through the digestion or cooking of that wood or material, using an acid- or alkaline-based process.

“carbon dioxide equivalent (CO₂ eq)” means an amount of a substance, as set out in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, reported in units of mass, and multiplied by the global warming potential (GWP) set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1.

“mechanical pulping” means the processing of wood or other plant material through any process other than chemical pulping.

“paper product” means a product derived from pulp.

“paperboard” means a paper product with

- (i) an annual average weight per unit area greater than 150 g/m²; or
- (ii) an annual average thickness of more than 9 point (thousandth of inch).

“pulp” means processed cellulose fibres.

“pulp and paper facility” means a facility that produces

- (i) pulp through a process that includes chemical pulping;
- (ii) pulp through a process that includes mechanical pulping;
- (iii) pulp through the processing of recycled material;
- (iv) paperboard through a process that includes chemical pulping;
- (v) paperboard through a process that includes mechanical pulping;
- (vi) paperboard through a process that includes recycled material;
- (vii) uncoated mechanical paper through a process that includes mechanical pulping;
- (viii) uncoated mechanical paper through a process that includes recycled material;
- (ix) paper products other than those set at subparagraphs (iv) through (viii), inclusively;
- (x) paper products other than those set out at subparagraphs (vi) and (viii) and that is produced using recycled material; or
- (xi) any of the products listed in subparagraphs (i) through (x) inclusively.

“recycled material” means any paper product or pulp made from recovered paper product or recovered paperboard.

“uncoated mechanical paper” means paper product that

$$\text{ÉquivalentCO}_2\text{Total} = \sum_1^i (E_{\text{CO}_2} \times \text{PRP}_{\text{CO}_2})_i + \sum_1^i (E_{\text{CH}_4} \times \text{PRP}_{\text{CH}_4})_i + \sum_1^i (E_{\text{N}_2\text{O}} \times \text{PRP}_{\text{N}_2\text{O}})_i$$

où :

E = émissions totales d'un gaz ou d'une espèce de gaz donné provenant de l'usine de pâtes et papiers pendant l'année civile 2006, exprimées en tonnes métriques

i = chaque source d'émission

PRP = potentiel de réchauffement planétaire figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1

3. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être prises en compte dans le calcul des émissions totales annuelles lorsqu'il s'agit de déterminer si une usine de pâtes et papiers atteint ou dépasse le seuil d'émissions.

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

« carton » Produit de papier ayant :

- (i) un poids moyen annuel par unité de surface supérieur à 150 g/m²;
- (ii) une épaisseur moyenne annuelle de plus de 9 points (millièmes de pouce).

« équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂) » Quantité d'une substance, indiquée à l'alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, exprimée en unités de masse et multipliée par le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1.

« matériaux recyclés » Toute pâte ou tout produit de papier fabriqué à partir de produit de papier récupéré ou de carton récupéré.

« papier de pâte mécanique non couché » Produit de papier qui :

- (i) n'est pas couché;
- (ii) contient au plus 35 % en poids de fibre provenant de la réduction en pâte chimique (moyenne annuelle);
- (iii) a un poids moyen annuel par unité de surface compris entre 40 g/m² et 57 g/m².

« pâtes » Fibres de cellulose traitées.

« produit de papier » Produit dérivé de la pâte.

« réduction en pâte chimique » Traitement du bois ou d'un autre matériel végétal par digestion ou cuisson de ce bois ou matériel, à l'aide d'un procédé acide ou alcalin.

« réduction en pâte mécanique » Traitement du bois ou d'un autre matériel végétal au moyen d'un procédé autre que la réduction en pâte chimique.

« usine de pâtes et papiers » Installation qui produit :

- (i) des pâtes selon un procédé qui comprend la réduction en pâte chimique;
- (ii) des pâtes selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;
- (iii) des pâtes à partir de matériaux recyclés;
- (iv) du carton selon un procédé qui comprend la réduction en pâte chimique;
- (v) du carton selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;
- (vi) du carton selon un procédé qui comprend des matériaux recyclés;
- (vii) du papier de pâte mécanique non couché selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;

- (i) is uncoated;
- (ii) contains no more than 35% by weight of fibre from chemical pulping on an annual average; and
- (iii) has an annual averaging weight per unit area between 40 g/m² and 57 g/m².

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator's contact person, if any, and the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The pulp and paper facility's name, longitude and latitude.
4. The pulp and paper facility's civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the pulp and paper facility began operation.
6. The number of days during which the pulp and paper facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.

Quantities of emissions released

10. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each pulp and paper facility, of TPM, SO_x, and SO₂, excluding on-site mobile combustion emissions.
11. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each pulp and paper facility for each of the substances reported in paragraph 10, for each source category listed below:
 - (i) stationary fuel combustion emissions; and
 - (ii) industrial process emissions.
12. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each pulp and paper facility, of PM_{2,5}, PM₁₀, NO_x, and VOCs where the release of the substance meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year. This total quantity shall not include on-site mobile combustion emissions:
 - (i) release threshold for total PM_{2,5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes;
 - (ii) release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes;
 - (iii) release threshold for total NO_x, calculated on an annual basis – 20 tonnes; and
 - (iv) release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

- (viii) du papier de pâte mécanique non couché selon un procédé qui comprend des matériaux recyclés;
- (ix) des produits de papier autres que ceux énumérés aux sous-alinéas (iv) à (viii), inclusivement;
- (x) des produits de papier autres que ceux énumérés aux sous-alinéas (vi) et (viii) et qui sont fabriqués à partir de matériaux recyclés;
- (xi) n'importe lequel des produits énumérés aux sous-alinéas (i) à (x), inclusivement.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de l'usine de pâtes et papiers.
4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'usine de pâtes et papiers, s'il y a lieu.
5. L'année du début de l'exploitation de l'usine de pâtes et papiers.
6. Le nombre de jours pendant lesquels l'usine de pâtes et papiers était en exploitation au cours de l'année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.

Quantités d'émissions rejetées

10. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de TPM, de SO_x et de SO₂ pour chaque usine de pâtes et papiers, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.
11. Pour chacune des substances déclarées en vertu de l'alinéa 10, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque usine de pâtes et papiers, pour chacune des catégories suivantes :
 - (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
 - (ii) émissions de procédés industriels.
12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de PM_{2,5}, de PM₁₀, de NO_x et de COV de chaque usine de pâtes et papiers où les rejets atteignent ou dépassent le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006. Cette quantité totale ne doit pas inclure les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site :
 - (i) seuil d'émissions totales de PM_{2,5}, calculé annuellement — 0,3 tonne métrique;
 - (ii) seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement — 0,5 tonne métrique;
 - (iii) seuil d'émissions totales de NO_x, calculé annuellement — 20 tonnes métriques;

13. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each pulp and paper facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions; and
- (ii) industrial process emissions.

14. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄ and N₂O releases from each pulp and paper facility, from stationary fuel combustion emissions.

15. CO₂ releases from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 13 and 18.

16. CH₄ and N₂O releases from the combustion of biomass shall be included in the emissions reported in paragraph 14.

17. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

18. For each of the releases reported in subparagraphs 11(i) and 13(i) and paragraph 14, the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

19. For the CO₂ releases reported in subparagraph 13(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from the calcination or dissolution of carbonates.

Quantification method

20. For each quantity reported under paragraphs 10 through 14 and 18 and 19, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

21. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each pulp and paper facility.

22. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each pulp and paper facility.

Higher heating value

23. The annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity, for each fuel quantity reported under paragraphs 21 and 22.

(iv) seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement — 10 tonnes métriques.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque usine de pâtes et papiers, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels.

14. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ et de N₂O provenant des émissions de combustion stationnaire de combustible pour chaque usine de pâtes et papiers.

15. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 13 et 18.

16. Les rejets de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion de la biomasse doivent être inclus dans les émissions déclarées en vertu de l'alinéa 14.

17. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

18. Pour chacun des rejets déclarés aux sous-alinéas 11(i) et 13(i) et à l'alinéa 14, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets qui sont des émissions de cogénération.

19. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 13(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant de la calcination ou de la dissolution des carbonates.

Méthode de quantification

20. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 10 à 14 et 18 et 19, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si une méthode différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement est utilisée.

Combustible

21. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque usine de pâtes et papiers.

22. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque usine de pâtes et papiers.

Pouvoir calorifique supérieur

23. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 21 et 22, le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Electricity

24. The total annual quantity of electricity produced at each pulp and paper facility, in MWh.

25. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each pulp and paper facility, in MWh.

26. The total annual quantity of electricity received by each pulp and paper facility, in MWh.

Steam

27. The total annual quantity of steam produced at each pulp and paper facility, in GJ.

28. The total annual quantity of steam transferred off-site from each pulp and paper facility, in GJ.

29. The total annual quantity of steam received by each pulp and paper facility, in GJ.

Cogeneration

30. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and
- (iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

31. The total annual quantity, in tonnes, of each product listed below, produced at each pulp and paper facility:

- (i) pulp through a process that includes chemical pulping;
- (ii) pulp through a process that includes mechanical pulping;
- (iii) pulp through the processing of recycled material;
- (iv) paperboard through a process that includes chemical pulping;
- (v) paperboard through a process that includes mechanical pulping;
- (vi) paperboard through a process that includes recycled material;
- (vii) uncoated mechanical paper through a process that includes mechanical pulping;
- (viii) uncoated mechanical paper through a process that includes recycled material;
- (ix) paper products other than those set out in subparagraphs (iv) through (viii), inclusively; and
- (x) paper products other than those set out in subparagraphs (vi) and (viii) and that are produced using recycled material.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

32. For the pollution abatement equipment in operation at the pulp and paper facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: TPM, PM₁₀, PM_{2.5}, and SO₂; and

Électricité

24. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque usine de pâtes et papiers, en MWh.

25. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque usine de pâtes et papiers, en MWh.

26. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque usine de pâtes et papiers, en MWh.

Vapeur

27. La quantité totale annuelle de vapeur produite à chaque usine de pâtes et papiers, en GJ.

28. La quantité totale annuelle de vapeur transférée hors site par chaque usine de pâtes et papiers, en GJ.

29. La quantité totale annuelle de vapeur reçue par chaque usine de pâtes et papiers, en GJ.

Cogénération

30. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique)/MWh (thermique);
- (iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

31. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque usine de pâtes et papiers :

- (i) pâtes selon un procédé qui comprend la réduction en pâte chimique;
- (ii) pâtes selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;
- (iii) pâtes à partir de matériaux recyclés;
- (iv) carton selon un procédé qui comprend la réduction en pâte chimique;
- (v) carton selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;
- (vi) carton selon un procédé qui comprend des matériaux recyclés;
- (vii) papier de pâte mécanique non couché selon un procédé qui comprend la réduction en pâte mécanique;
- (viii) papier de pâte mécanique non couché selon un procédé qui comprend des matériaux recyclés;
- (ix) produits de papier autres que ceux énumérés aux sous-alinéas (iv) à (viii), inclusivement;
- (x) produits de papier autres que ceux énumérés aux sous-alinéas (vi) et (viii) et qui sont fabriqués à partir de matériaux recyclés.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

32. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'usine de pâtes et papiers au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5% les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : TPM, PM₁₀, PM_{2.5} et SO₂;

- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
- (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970 through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

33. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 32,

- (i) the measures from among those listed below that have been implemented at the pulp and paper facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances CO₂, CH₄, and N₂O:
 - (a) industrial process changes;
 - (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
 - (c) substituting one fuel for another;
 - (d) energy efficiency improvements; and
 - (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and
- (ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

34. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the pulp and paper facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970, entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

33. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 32 :

- (i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'usine de pâtes et papiers au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de CO₂, de CH₄ et de N₂O de l'installation :
 - a) modification des procédés industriels;
 - b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
 - c) remplacement d'un combustible par un autre;
 - d) améliorations de l'efficacité énergétique;
 - e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;
- (ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

34. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'usine de pâtes et papiers au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

SCHEDULE 19

UPSTREAM OIL AND GAS

Part 1 – Persons required to report

1. (i) The operator of an upstream oil and gas facility shall report the information required under this Schedule for the 2006 calendar year for each upstream oil and gas facility that they operate.
- (ii) The operator referred to in subparagraph (i) shall report only
- (a) if the total average production of that upstream oil and gas facility, or of all the upstream oil and gas facilities they operate, was equal to or greater than 10 000 barrels of oil equivalent per day (boe/d) during the 2006 calendar year; and
 - (b) if the upstream oil and gas facility had total greenhouse gas emissions, as defined in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, that were equal to or exceeded a release threshold of 1 000 tonnes during the 2006 calendar year calculated on an

ANNEXE 19

PÉTROLE ET GAZ EN AMONT

Partie 1 — Personnes tenues de produire une déclaration

1. (i) L'exploitant d'une installation de production de pétrole et gaz en amont doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe pour l'année civile 2006 pour chaque installation de production de pétrole et gaz en amont qu'il exploite.
- (ii) L'exploitant mentionné au sous-alinéa (i) ne doit déclarer cette information :
- a) que si la production moyenne totale de l'installation de production de pétrole et gaz en amont, ou de toutes les installations de production de pétrole et gaz en amont qu'il exploite, était égale ou supérieure à 10 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) au cours de l'année civile 2006;
 - b) que si l'installation de production de pétrole et gaz en amont avait des émissions totales de gaz à effet de serre, précisées à l'alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, égales ou

annual basis and expressed as carbon dioxide equivalent (CO₂eq).

2. For the purposes of determining whether the total greenhouse gas emissions of an upstream oil and gas facility meet or exceed the release threshold, the following equation is to be used:

$$TotalCO_2eq = \sum_1^i (E_{CO_2} \times GWP_{CO_2})_i + \sum_1^i (E_{CH_4} \times GWP_{CH_4})_i + \sum_1^i (E_{N_2O} \times GWP_{N_2O})_i$$

where

E = total releases of a particular gas or gas species from the upstream oil and gas facility in the 2006 calendar year, expressed in tonnes

i = each emission source and

GWP = global warming potential set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1

3. Emissions of substances in Schedule 1, Part 2, that are fugitive emissions shall not be included in the determination of total emissions for the purposes of establishing whether an upstream oil and gas facility meets or exceeds the release thresholds for carbon dioxide equivalent.

4. CO₂ emissions from the combustion of biomass or decomposition of biomass shall not be included in the determination of total emissions for the purposes of establishing whether an upstream oil and gas facility meets or exceeds the release threshold.

5. For the substances TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x, and VOCs, the operator that meets the criteria set out in paragraph 1 of Part 1 of this Schedule shall report the required information in this Schedule only in respect of the substance for which the upstream oil and gas facility meets or exceeds the corresponding release threshold for the 2006 calendar year.

Release threshold for total TPM, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total PM_{2.5}, calculated on an annual basis – 0.3 tonnes.

Release threshold for total PM₁₀, calculated on an annual basis – 0.5 tonnes.

Release threshold for total NO_x (expressed as NO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO₂, calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total SO_x (expressed as SO₂), calculated on an annual basis – 20 tonnes.

Release threshold for total VOCs, calculated on an annual basis – 10 tonnes.

6. With respect to substances listed in Schedule 1 for which there is no release threshold in this Schedule and which the facility released during the 2006 calendar year, the operator shall report the releases of those substances in accordance with the information requirements set out in this Schedule.

supérieures au seuil d'émissions de 1 000 tonnes métriques calculé annuellement et exprimé en équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂), au cours de l'année civile 2006.

2. Afin de déterminer si les émissions totales de gaz à effet de serre d'une installation de production de pétrole et gaz en amont atteignent ou dépassent le seuil d'émissions, l'équation suivante doit être utilisée :

$$ÉquivalentCO_2Total = \sum_1^i (E_{CO_2} \times PRP_{CO_2})_i + \sum_1^i (E_{CH_4} \times PRP_{CH_4})_i + \sum_1^i (E_{N_2O} \times PRP_{N_2O})_i$$

où :

E = émissions totales d'un gaz ou d'une espèce de gaz donné provenant de l'installation de production de pétrole et gaz en amont pendant l'année civile 2006, exprimées en tonnes métriques

i = chaque source d'émission

PRP = potentiel de réchauffement planétaire figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1

3. Les émissions des substances énumérées dans la partie 2 de l'annexe 1 qui sont des émissions fugitives ne doivent pas être prises en compte dans le calcul des émissions totales lorsqu'il s'agit de déterminer si une installation de production de pétrole et gaz en amont atteint ou dépasse le seuil d'émissions pour les équivalents en dioxyde de carbone.

4. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être prises en compte dans le calcul des émissions totales lorsqu'il s'agit de déterminer si une installation de production de pétrole et gaz en amont atteint ou dépasse le seuil d'émissions.

5. Pour les substances suivantes, TPM, PM_{2.5}, PM₁₀, NO_x, SO₂, SO_x et COV, l'exploitant répondant aux critères établis à l'alinéa 1 de la partie 1 de la présente annexe doit déclarer l'information requise en vertu de la présente annexe uniquement à l'égard des substances pour lesquelles l'installation de production de pétrole et gaz en amont atteint ou dépasse le seuil d'émissions correspondant pour l'année civile 2006.

Seuil d'émissions totales de TPM, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de PM_{2.5}, calculé annuellement – 0,3 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de PM₁₀, calculé annuellement – 0,5 tonne métrique.

Seuil d'émissions totales de NO_x (exprimées sous forme de NO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO₂, calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de SO_x (exprimées sous forme de SO₂), calculé annuellement – 20 tonnes métriques.

Seuil d'émissions totales de COV, calculé annuellement – 10 tonnes métriques.

6. Concernant les substances énumérées à l'annexe 1 pour lesquelles aucun seuil d'émissions n'est mentionné dans la présente annexe et qui ont été rejetées par l'installation au cours de l'année civile 2006, l'exploitant doit déclarer la quantité des émissions conformément aux exigences établies dans la présente annexe.

Part 2 – Definitions

The following definitions apply to this Schedule only:

- “acid gas” means a gas mixture that has been separated from natural gas that consists of hydrogen sulphide or carbon dioxide and that may contain trace amounts of hydrocarbons, water, or other contaminants.
- “barrel of oil equivalent” means a method of calculating the energy contained in natural gas or natural gas liquids in a manner that allows the expression of that energy in barrels of oil and such that
- (i) the energy in natural gas is converted to the energy content of barrels of oil on the basis of 6 000 cubic feet of natural gas to one barrel of oil; and
 - (ii) the energy in natural gas liquid is converted on the basis that one barrel of natural gas liquid equals one barrel of oil.
- “bitumen” means crude oil having a density greater than or equal to 1 000 kg/m³.
- “carbon dioxide equivalent (CO₂eq)” means an amount of a substance, as set out in paragraph 2 of Part 1 of this Schedule, reported in units of mass, and multiplied by the global warming potential (GWP) set out in column 4 of Part 2 of Schedule 1.
- “conventional natural gas well” means a hole drilled in the earth for the purpose of extracting natural gas and does not include an unconventional natural gas well.
- “crude oil battery” means a type of an upstream oil and gas facility that is comprised of a system or arrangement of storage and separation equipment, or measurement devices or other equipment and that receives crude oil from one or more crude oil wells.
- “crude oil well” means a hole drilled in the earth for the purpose of extracting crude oil.
- “custody transfer point” means the location where control of marketable natural gas is transferred from one person to another.
- “emergency diesel engine” means a diesel engine whose purpose is to provide electrical power to a facility in the event of an interruption of grid-supplied electricity. An emergency diesel engine cannot operate more than 300 hours a year.
- “formation CO₂” means CO₂ that occurs naturally with, or is in solution in, natural gas or heavy crude oil or light/medium crude oil or bitumen.
- “glycol dehydration unit” means a device in which a liquid glycol absorbent, including ethylene glycol, diethylene glycol, or triethylene glycol, comes into contact with natural gas and absorbs water from that gas.
- “greenhouse gases” means carbon dioxide, which has the molecular formula CO₂, methane, which has the molecular formula CH₄, and nitrous oxide, which has the molecular formula N₂O.
- “heavy crude oil” means crude oil that has a density of between 900 kg/m³ and 1 000 kg/m³.
- “light/medium crude oil” means crude oil that has a density of less than or equal to 900 kg/m³.
- “marketable natural gas” means natural gas that
- (i) contains at least 90% methane (CH₄); and
 - (ii) meets specifications for transport by a pipeline regulated by the *National Energy Board Act*, the *Canada Oil and Gas Operations Act*, the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*, the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, the *Territorial Lands Act*, or by the legislation of a province.
- “natural gas” means a mixture that
- (i) occurs naturally in geologic formations;

Partie 2 — Définitions

Les définitions ci-après ne s'appliquent qu'à la présente annexe :

- « baril équivalent pétrole » Méthode utilisée pour calculer l'énergie contenue dans le gaz naturel ou les liquides du gaz naturel qui est exprimée en barils de pétrole :
- (i) l'énergie contenue dans le gaz naturel est convertie en valeur énergétique des barils de pétrole comme suit : 6 000 pieds cubes de gaz naturel pour chaque baril de pétrole;
 - (ii) l'énergie contenue dans les liquides de gaz naturel est convertie comme suit : un baril de liquide de gaz naturel pour chaque baril de pétrole.
- « bitume » Pétrole brut dont la densité est supérieure ou égale à 1 000 kg/m³.
- « brut léger/moyen » Pétrole brut dont la densité est inférieure ou égale à 900 kg/m³.
- « CO₂ du gisement » Dioxyde de carbone (CO₂) qui se trouve naturellement, ou dissous, dans le gaz naturel, le pétrole brut lourd, le pétrole brut léger/moyen ou le bitume.
- « déshydrateur de glycol » Dispositif dans lequel de l'absorbant glycol liquide (y compris, mais sans s'y limiter, de l'éthylène-glycol, du diéthylène-glycol ou du triéthylène-glycol) entre en contact direct avec du gaz naturel et absorbe l'eau de ce gaz.
- « équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO₂) » Quantité d'une substance, indiquée à l'alinéa 2 de la partie 1 de la présente annexe, exprimée en unités de masse et multipliée par le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) figurant dans la colonne 4 de la partie 2 de l'annexe 1.
- « gaz à effet de serre » Dioxyde de carbone, dont la formule moléculaire est CO₂, méthane, dont la formule moléculaire est CH₄, et oxyde nitreux, dont la formule moléculaire est N₂O.
- « gaz acide » Mélange de gaz ayant été séparé du gaz naturel qui est constitué de sulfure d'hydrogène ou de dioxyde de carbone et pouvant contenir des traces d'hydrocarbures, d'eau ou d'autres contaminants.
- « gaz naturel » Mélange :
- (i) que l'on retrouve à l'état naturel dans des formations géologiques;
 - (ii) composé d'azote, de dioxyde de carbone ou de sulfure d'hydrogène de même que de méthane et d'autres hydrocarbures;
 - (iii) composé de gaz naturel acide et de gaz naturel non corrosif.
- « gaz naturel acide » Gaz naturel dont la teneur en sulfure d'hydrogène (H₂S) est supérieure à 10 moles par kilomole (mol/kmol).
- « gaz naturel marchand » Gaz naturel qui :
- (i) contient au moins 90 % de méthane (CH₄);
 - (ii) répond aux exigences prescrites en matière de transport par pipeline réglementé par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve*, la *Loi sur les terres territoriales* ou par les lois d'une province.
- « gaz naturel non classique » Méthane de houille aussi connu sous le nom de gaz de houille lorsqu'il est extrait d'un filon de charbon, de gaz de réservoir étanche lorsqu'il est extrait du grès ou de roches carbonatées, ou de gaz de schiste lorsqu'il est extrait d'intervalles schisteux.
- « gaz naturel non corrosif » Gaz naturel dont la teneur en sulfure d'hydrogène (H₂S) est égale ou inférieure à 10 moles par kilomole (mol/kmol).

- (ii) is comprised of nitrogen, carbon dioxide or hydrogen sulphide, as well as methane and other hydrocarbons; and
- (iii) includes sour natural gas and sweet natural gas.
- “natural gas battery” means a type of an upstream oil and gas facility that is comprised of a system or arrangement of storage, separation, compression, and dehydration equipment, measurement devices or other equipment and that receives natural gas from one or more conventional or unconventional natural gas wells prior to delivery to a natural gas gathering system, or to a custody transfer point.
- “natural gas gathering system” means a type of an upstream oil and gas facility consisting of natural gas lines that are used to move products from one facility to another, upstream of a sweet natural gas processing plant, or upstream of a sour natural gas processing plant. The facility may include compressors, line heaters, equipment for measurement, dehydrators, and storage devices.
- “natural gas liquid” means a liquid hydrocarbon extracted from natural gas.
- “natural gas straddle plant” means a type of upstream oil and gas facility that is located along natural gas pipelines and that extracts ethane, natural gas liquids and other substances from natural gas.
- “offshore installation” means a type of an upstream oil and gas facility that is an offshore drilling unit, production platform or ship, or subsea installation attached or anchored to the continental shelf of Canada in connection with the production of oil or gas.
- “sour natural gas” means natural gas with a hydrogen sulphide (H₂S) concentration of more than 10 moles per kilomole (mol/kmol).
- “sour natural gas processing plant” means a type of an upstream oil and gas facility that extracts helium, ethane or natural gas liquids from sour natural gas, in order to produce marketable natural gas.
- “sour natural gas processing plant (flaring)” means a sour natural gas processing plant that removes acid gas from sour natural gas, in order to produce marketable natural gas, and flares the acid gas.
- “sour natural gas processing plant (injection)” means a sour natural gas processing plant that produces marketable natural gas and injects, underground for disposal, all or a portion of the acid gas from that production.
- “sour natural gas processing plant (sulphur recovery)” means a sour natural gas processing plant that produces marketable natural gas and elemental sulphur.
- “sweet natural gas” means natural gas with a hydrogen sulphide (H₂S) concentration of 10 moles per kilomole (mol/kmol) or less.
- “sweet natural gas processing plant” means a type of an upstream oil and gas facility that extracts helium, ethane or natural gas liquids from natural gas, in order to produce marketable natural gas.
- “unconventional natural gas” means coalbed methane, also known as coalbed gas, when it is extracted from a coal seam, tight gas when it is extracted from sandstone or carbonate rocks, and shale gas when it is extracted from shale intervals.
- “unconventional natural gas well” means a hole drilled in the earth for the purpose of extracting natural gas from coal seams, known as coalbed gas or coalbed methane, natural gas from sandstone or carbonate rocks, known as tight gas, or natural gas from shale intervals, known as shale gas.
- “upstream oil and gas facility” means a facility that is comprised in part or in whole of one or more of the following types of facilities:
- « installation de production de pétrole et gaz en amont » Installation composée entièrement ou partiellement d’un ou de plusieurs des types d’installations suivants :
 - (i) usine de pétrole brut;
 - (ii) usine de gaz naturel;
 - (iii) réseau collecteur de gaz naturel;
 - (iv) usine de traitement du gaz naturel non corrosif;
 - (v) usine de traitement de gaz naturel acide (récupération de soufre);
 - (vi) usine de traitement de gaz naturel acide (torchage);
 - (vii) usine de traitement de gaz naturel acide (injection);
 - (viii) usine de chevauchement de gaz naturel;
 - (ix) installation extracôtière.
 - « installation extracôtière » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont qui correspond à une plate-forme de forage extracôtière, une plate-forme ou un navire de production, ou une installation sous-marine rattachée ou fixée au plateau continental du Canada servant à la production pétrolière ou gazière.
 - « liquide de gaz naturel » Hydrocarbure liquide extrait du gaz naturel.
 - « moteur diesel de secours » Moteur diesel servant à fournir de l’énergie électrique à une installation en cas de panne d’électricité d’un réseau de distribution. La durée maximale de fonctionnement d’un moteur diesel de secours est de 300 heures par an.
 - « pétrole brut lourd » Pétrole brut dont la densité varie de 900 kg/m³ à 1 000 kg/m³.
 - « point de transfert fiduciaire » Point où s’effectue le transfert entre deux personnes de la propriété du gaz naturel marchand.
 - « puits de gaz naturel classique » Trou percé dans la terre afin d’extraire du gaz naturel, mais ne comprend pas les puits de gaz naturel non classique.
 - « puits de gaz naturel non classique » Trou percé dans la terre afin d’extraire du gaz naturel de filons de charbon (gaz de houille et méthane de houille), du gaz naturel du grès ou de roches carbonatées (gaz de réservoir étanche) ou du gaz naturel d’intervalles schisteux (gaz de schiste).
 - « puits de pétrole brut » Trou percé dans la terre afin d’extraire du pétrole brut.
 - « réseau collecteur de gaz naturel » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont composée de canalisations de gaz naturel utilisées pour transporter les produits d’une installation à l’autre, en amont d’une usine de traitement de gaz naturel non corrosif, ou en amont d’une usine de traitement de gaz naturel acide. L’installation peut comprendre des compresseurs, des réchauffeurs de canalisations, des appareils de mesure, des déshydrateurs et des appareils de stockage.
 - « usine de chevauchement de gaz naturel » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont située le long des gazoducs et qui extrait l’éthane, les liquides de gaz naturel et d’autres substances du gaz naturel.
 - « usine de gaz naturel » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont qui comprend un groupe ou une batterie d’équipement de stockage, de séparation, de compression et de déshydratation, des appareils de mesure ou tout autre équipement qui reçoit du gaz naturel d’un ou de plusieurs puits de gaz naturel classique ou non classique avant de le transporter au réseau collecteur de gaz naturel ou au point de transfert fiduciaire.
 - « usine de traitement de gaz naturel acide » Type d’installation de production de pétrole et gaz en amont qui extrait l’hélium, l’éthane ou les liquides de gaz naturel du gaz naturel acide en vue de la production de gaz naturel marchand.
 - « usine de traitement de gaz naturel acide (injection) » Usine de traitement de gaz naturel acide qui produit du gaz naturel

- (i) crude oil battery;
- (ii) natural gas battery;
- (iii) natural gas gathering system;
- (iv) sweet natural gas processing plant;
- (v) sour natural gas processing plant (sulphur recovery);
- (vi) sour natural gas processing plant (flaring);
- (vii) sour natural gas processing plant (injection);
- (viii) natural gas straddle plant; or
- (ix) offshore installation.

Part 3 – Information to report

Administrative information

1. The operator's name, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
2. The name of the operator's contact person, if any, the contact person's title, civic and postal addresses, telephone and fax numbers, if any, and email address, if any.
3. The upstream oil and gas facility's name, longitude and latitude.
4. The upstream oil and gas facility's civic and postal addresses, if any.
5. The year in which the upstream oil and gas facility began operation.
6. The number of days during which the upstream oil and gas facility was in operation in the 2006 calendar year.
7. The applicable six-digit NAICS 2002 codes, if any, or the four-digit NAICS 2002 code.
8. The NPRI identification number, if any.
9. A statement of certification dated and signed by the operator declaring that all the information required to be provided under this notice has been submitted.
10. The identification number for the upstream oil and gas facility in cases where a unique identifier has been issued by a province, by the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, by the National Energy Board, or by the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board.
11. The type of upstream oil and gas facility listed below for which the report is being submitted:
 - (i) crude oil battery;
 - (ii) natural gas battery;
 - (iii) natural gas gathering system;
 - (iv) sweet natural gas processing plant;
 - (v) sour natural gas processing plant (sulphur recovery);
 - (vi) sour natural gas processing plant (flaring);
 - (vii) sour natural gas processing plant (injection);

- marchand et élimine par injection souterraine la totalité ou une partie du gaz acide correspondant à cette production.
- « usine de traitement de gaz naturel acide (récupération de soufre) »
Usine de traitement de gaz naturel acide qui produit du gaz naturel marchand et du soufre élémentaire.
- « usine de traitement de gaz naturel acide (torchage) »
Usine de traitement de gaz naturel acide qui élimine les gaz acides du gaz naturel acide en vue de la production de gaz naturel marchand et du torchage du gaz acide.
- « usine de traitement de gaz naturel non corrosif »
Type d'installation de production de pétrole et gaz en amont qui extrait l'hélium, l'éthane ou les liquides de gaz naturel du gaz naturel en vue de la production de gaz naturel marchand.
- « usine de pétrole brut »
Type d'installation de production de pétrole et gaz en amont qui comprend un groupe ou une batterie d'appareils de séparation et de stockage ou d'appareils de mesure ou tout autre équipement pouvant contenir du pétrole brut venant d'un ou de plusieurs puits de pétrole brut.

Partie 3 — Information à déclarer

Information de nature administrative

1. Le nom de l'exploitant, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
2. Le nom de la personne-ressource de l'exploitant (s'il y a lieu), son titre, son adresse municipale et son adresse postale, son numéro de téléphone et son numéro de télécopieur (s'il y a lieu) et son adresse de courrier électronique (s'il y a lieu).
3. Le nom, la longitude et la latitude de l'installation de production de pétrole et gaz en amont.
4. L'adresse municipale et l'adresse postale de l'installation de production de pétrole et gaz en amont, s'il y a lieu.
5. L'année du début de l'exploitation de l'installation de production de pétrole et gaz en amont.
6. Le nombre de jours pendant lesquels l'installation de production de pétrole et gaz en amont était en exploitation au cours de l'année civile 2006.
7. Les codes SCIAN 2002 à six chiffres appropriés, s'il y a lieu, ou le code SCIAN 2002 à quatre chiffres.
8. Le numéro d'identification de l'INRP, s'il y a lieu.
9. Une attestation datée et signée par l'exploitant déclarant que toute l'information requise en réponse à cet avis a été soumise.
10. Le numéro d'identification de l'installation de production de pétrole et gaz en amont dans les cas où un identificateur unique a été émis par un gouvernement provincial, l'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office national de l'énergie ou l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.
11. Le type d'installation de production de pétrole et gaz en amont énuméré ci-dessous qui fait l'objet du rapport :
 - (i) usine de pétrole brut;
 - (ii) usine de gaz naturel;
 - (iii) réseau collecteur de gaz naturel;
 - (iv) usine de traitement du gaz naturel non corrosif;
 - (v) usine de traitement de gaz naturel acide (récupération de soufre);
 - (vi) usine de traitement de gaz naturel acide (torchage);

- (viii) natural gas straddle plant; or
- (ix) offshore installation.

Quantities of emissions released

12. The total annual quantity, in tonnes, of releases from each upstream oil and gas facility, of each of the substances listed in Part 1 of Schedule 1, excluding on-site mobile combustion emissions.

13. The total annual quantity, in tonnes, of benzene releases from each upstream oil and gas facility.

14. The total annual quantity, in tonnes, of releases for each of the substances reported in paragraphs 12 and 13 from each upstream oil and gas facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

15. The total annual quantity, in tonnes, of CO₂ releases from each upstream oil and gas facility, for each source category listed below:

- (i) stationary fuel combustion emissions;
- (ii) industrial process emissions;
- (iii) venting emissions;
- (iv) flaring emissions; and
- (v) fugitive emissions.

16. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄ releases from each upstream oil and gas facility, for each source category listed below:

- (i) venting emissions; and
- (ii) fugitive emissions.

17. CO₂ releases from the combustion of biomass or the decomposition of biomass shall not be included in the emissions reported in paragraphs 15 and 21.

18. For the purpose of paragraphs 12 and 14, NO_x releases shall be reported by expressing the NO_x as NO₂ on a mass basis.

19. Where industrial process emissions are produced in combination with stationary fuel combustion emissions, the operator shall report the emissions according to the purpose of the activity, that is, either an industrial process or stationary fuel combustion.

20. For the CO₂ releases reported in subparagraph 15(i), the total annual quantity, in tonnes, of those releases that are cogeneration emissions.

21. For each of the releases reported in subparagraph 15(iii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from formation CO₂.

22. For each of the releases of CH₄, VOCs, and benzene reported in subparagraphs 14(v) and 16(ii), the total annual quantity, in tonnes, of those releases resulting from each category listed below:

- (i) storage emissions;
- (ii) loading and unloading emissions; and
- (iii) equipment leak emissions.

- (vii) usine de traitement de gaz naturel acide (injection);
- (viii) usine de chevauchement de gaz naturel;
- (ix) installation extracôtère.

Quantités d'émissions rejetées

12. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, pour chacune des substances énumérées dans la partie 1 de l'annexe 1, excluant les émissions liées aux activités de combustion mobile se produisant sur le site.

13. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de benzène de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont.

14. Pour chacune des substances déclarées en vertu des alinéas 12 et 13, la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

15. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CO₂ de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions de combustion stationnaire de combustible;
- (ii) émissions de procédés industriels;
- (iii) émissions d'évacuation;
- (iv) émissions de torchage;
- (v) émissions fugitives.

16. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄ de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, pour chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions d'évacuation;
- (ii) émissions fugitives.

17. Les rejets de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ou de la décomposition de la biomasse ne doivent pas être inclus dans les émissions déclarées en vertu des alinéas 15 et 21.

18. Pour les besoins des alinéas 12 et 14, les rejets de NO_x doivent être déclarés en exprimant ces NO_x sous forme de poids de NO₂.

19. Lorsque les émissions de procédés industriels sont produites en même temps que les émissions de combustion stationnaire de combustible, l'exploitant doit les classer dans la catégorie qui correspond au but principal de l'activité, soit « procédé industriel » ou « combustion stationnaire de combustible ».

20. Pour les rejets de CO₂ déclarés au sous-alinéa 15(i), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets qui sont des émissions de cogénération.

21. Pour chacun des rejets déclarés au sous-alinéa 15(iii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant du CO₂ du gisement.

22. Pour chacun des rejets de CH₄, de COV et de benzène déclarés aux sous-alinéas 14(v) et 16(ii), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets provenant de chacune des catégories suivantes :

- (i) émissions provenant du stockage;
- (ii) émissions produites lors du chargement et du déchargement;
- (iii) émissions provenant de fuites de l'équipement.

23. The total annual quantity, in tonnes, of CH₄, VOCs, and benzene releases from wastewater emissions from each upstream oil and gas facility.

24. CH₄ releases from the decomposition of biomass shall be included in the emissions reported in paragraph 23.

25. The total annual quantity, in tonnes, of benzene releases from glycol dehydration units, from each upstream oil and gas facility.

Quantification method

26. For each quantity reported under paragraphs 12 through 16 and 20 through 25, the method or methods listed below, used to quantify those releases:

- (i) continuous emission monitoring;
- (ii) predictive emission monitoring;
- (iii) source testing;
- (iv) mass balance;
- (v) site-specific emission factor;
- (vi) emission factor published in a scientific, engineering or technical document;
- (vii) engineering estimates; or
- (viii) the name and title of the method used and a description thereof, where a method other than one listed in subparagraphs (i) through (vii) inclusively is used.

Fuel

27. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used at each upstream oil and gas facility.

28. The total annual quantity, in SI units, of each type of fuel as set out in Schedule 4, if any, used by each cogeneration unit located at each upstream oil and gas facility.

Fuel characteristics

29. For each fuel quantity reported under paragraphs 27 and 28,
- (i) the annual average higher heating value, in GJ per unit of measure used to report the fuel quantity; and
 - (ii) the annual average concentration of sulphur, in grams per unit of measure used to report the fuel quantity.

Electricity

30. The total annual quantity of electricity produced at each upstream oil and gas facility, in MWh.

31. The total annual quantity of electricity transferred off-site from each upstream oil and gas facility, in MWh.

32. The total annual quantity of electricity received by each upstream oil and gas facility, in MWh.

Cogeneration

33. For each cogeneration unit, the total annual quantity of each of the following:

- (i) electricity generated, in MWh;
- (ii) thermal energy generated, in MWh;
- (iii) power-to-steam ratio, in MWh (electrical) / MWh (thermal); and

23. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de CH₄, de COV et de benzène de chaque installation de production de pétrole et gaz en amont provenant d'émissions des eaux usées.

24. Les rejets de CH₄ provenant de la décomposition de la biomasse doivent être inclus dans les émissions déclarées en vertu de l'alinéa 23.

25. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, des rejets de benzène des déshydrateurs de glycol, pour chaque installation de production de pétrole et gaz en amont.

Méthode de quantification

26. Pour chaque quantité déclarée en vertu des alinéas 12 à 16 et 20 à 25, la ou les méthodes suivantes utilisées pour quantifier ces émissions :

- (i) surveillance en continu des émissions;
- (ii) surveillance prédictive des émissions;
- (iii) test ou échantillonnage à la source;
- (iv) bilan massique;
- (v) facteur d'émission propre à une installation;
- (vi) facteur d'émission publié dans des textes scientifiques ou techniques;
- (vii) estimations techniques;
- (viii) le nom et le titre de même qu'une description de la méthode utilisée si elle est différente de celles décrites aux sous-alinéas (i) à (vii) inclusivement.

Combustible

27. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont.

28. S'il y a lieu, la quantité totale annuelle, en unités SI, de chaque type de combustible précisé dans l'annexe 4 utilisée par chaque unité de cogénération située à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont.

Caractéristiques du combustible

29. Pour chaque quantité de combustible déclarée en vertu des alinéas 27 et 28 :

- (i) le pouvoir calorifique supérieur moyen annuel, en GJ par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible;
- (ii) la concentration de soufre moyenne annuelle, en grammes par unité de mesure utilisée pour déclarer la quantité de combustible.

Électricité

30. La quantité totale annuelle d'électricité produite à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, en MWh.

31. La quantité totale annuelle d'électricité transférée hors site par chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, en MWh.

32. La quantité totale annuelle d'électricité reçue par chaque installation de production de pétrole et gaz en amont, en MWh.

Cogénération

33. Pour chaque unité de cogénération :

- (i) la quantité totale annuelle d'électricité produite, en MWh;
- (ii) la quantité totale annuelle d'énergie thermique produite, en MWh;
- (iii) le rapport électricité/vapeur annuel, en MWh (électrique) / MWh (thermique);

(iv) net heat rate based on fuel chargeable to power method, in GJ/MWh.

Production

34. The total annual quantity of each product listed below, produced at each upstream oil and gas facility:

- (i) sulphur, in tonnes;
- (ii) natural gas, in GJ and in thousand m³;
- (iii) marketable natural gas, in GJ and in thousand m³;
- (iv) ethane, in tonnes and in m³;
- (v) propane, in tonnes and in m³;
- (vi) butane, in tonnes and in m³;
- (vii) pentane plus, in tonnes and in m³;
- (viii) natural gas liquids, in tonnes and in m³;
- (ix) light/medium crude oil, in tonnes and in m³;
- (x) by-product carbon dioxide, in m³;
- (xi) heavy crude oil, in tonnes and in m³; and
- (xii) a petroleum product, in tonnes and in m³, other than those set out at subparagraphs (i) through (xi) inclusively, and specify that product.

35. The temperature, in °C, and pressure, in kPa, at which the gas volumes reported in paragraph 34 are quantified.

Inputs

36. The total annual quantity of each item listed below, processed at each upstream oil and gas facility:

- (i) natural gas, in GJ and in thousand m³;
- (ii) natural gas liquids, in tonnes and in m³;
- (iii) light/medium crude oil, in tonnes and in m³; and
- (iv) heavy crude oil, in tonnes and in m³.

37. For a sour natural gas processing plant (flaring), a sour natural gas processing plant (injection), or a sour natural gas processing plant (sulphur recovery), the total annual quantity of sulphur, in tonnes, in the inputs processed by each upstream oil and gas facility.

Pollution prevention measures and emissions monitoring

38. For the pollution abatement equipment in operation at the upstream oil and gas facility during the 2006 calendar year,

- (i) the equipment that prevented in the 2006 calendar year, or that was designed to prevent at the time of its installation, at least 5% of the total annual emissions from the facility of one or more of the following substances: SO_x, NO_x, VOCs, and benzene; and
- (ii) for the equipment reported in accordance with subparagraph (i),
 - (a) each substance that is listed in subparagraph (i) that the equipment prevented from being emitted;
 - (b) the emissions reduction efficiency of the equipment as measured by the operator and the year in which the measurement was taken, or, if the operator did not measure that efficiency, the emissions reduction efficiency of the equipment as specified by the manufacturer, importer or supplier of that equipment; and
 - (c) when the equipment became operational at the facility, using the following time periods: pre-1970, from 1970

(iv) la consommation spécifique totale annuelle de chaleur nette en fonction de la méthode du combustible imputable à l'électricité, en GJ/MWh.

Production

34. La quantité totale annuelle de chaque produit énuméré ci-après, fabriqué à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont :

- (i) soufre, en tonnes métriques;
- (ii) gaz naturel, en milliers de m³ et en GJ;
- (iii) gaz naturel marchand, en milliers de m³ et en GJ;
- (iv) éthane, en tonnes métriques et en m³;
- (v) propane, en tonnes métriques et en m³;
- (vi) butane, en tonnes métriques et en m³;
- (vii) pentane plus, en tonnes métriques et en m³;
- (viii) liquides de gaz naturel, en tonnes métriques et en m³;
- (ix) brut léger/moyen, en tonnes métriques et en m³;
- (x) sous-produit de dioxyde de carbone, en m³;
- (xi) pétrole brut lourd, en tonnes métriques et en m³;
- (xii) autre produit pétrolier que ceux énumérés aux sous-alinéas (i) à (xi) inclusivement (préciser le produit pétrolier), en tonnes métriques et en m³.

35. La température, en °C, et la pression, en kPa, auxquelles les volumes de gaz déclarés à l'alinéa 34 sont quantifiés.

Intrants

36. La quantité totale annuelle de chaque élément énuméré ci-après, traité à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont :

- (i) gaz naturel, en milliers de m³ et en GJ;
- (ii) liquides de gaz naturel, en tonnes métriques et en m³;
- (iii) brut léger/moyen, en tonnes métriques et en m³;
- (iv) pétrole brut lourd, en tonnes métriques et en m³.

37. S'il s'agit d'une usine de traitement de gaz naturel acide (torchage), d'une usine de traitement de gaz naturel acide (injection) ou d'une usine de traitement de gaz naturel acide (récupération de soufre), la quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de soufre contenu dans les intrants traités à chaque installation de production de pétrole et gaz en amont.

Mesures de prévention de la pollution et surveillance des émissions

38. Concernant l'équipement antipollution en opération à l'installation de production de pétrole et gaz en amont au cours de l'année civile 2006 :

- (i) l'équipement qui a permis au cours de l'année civile 2006, ou qui devait permettre au moment de son installation, de réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes : SO_x, NO_x, COV et benzène;
- (ii) en ce qui concerne l'équipement déclaré au sous-alinéa (i) :
 - a) chaque substance décrite au sous-alinéa (i) dont l'équipement a empêché l'émission;
 - b) l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est mesurée par l'exploitant et l'année durant laquelle la mesure a été prise, ou si l'exploitant n'a pas mesuré l'efficacité de l'équipement, l'efficacité de la réduction des émissions telle qu'elle est indiquée par le fabricant, l'importateur ou le fournisseur de l'équipement;
 - c) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation, en fonction des périodes suivantes : avant 1970,

through 1979, from 1980 through 1989, from 1990 through 1999, or from 2000 through 2006.

39. For pollution prevention measures other than the use of pollution abatement equipment reported in accordance with paragraph 38,

(i) the measures from among those listed below that have been implemented at the upstream oil and gas facility within the calendar years 2001 through 2006 inclusively, which, since the measures were implemented, have prevented the release of at least 5% of the facility's total annual emissions of one or more of the substances VOCs, benzene, CO₂, and CH₄:

- (a) industrial process changes;
- (b) feedstock substitutions or changes in feedstock quality;
- (c) substituting one fuel for another;
- (d) energy efficiency improvements; and
- (e) capture, control or reduction of fugitive emissions; and

(ii) the specific action taken under the measures that were reported in accordance with subparagraph (i).

40. If continuous emissions monitoring equipment was in use at the upstream oil and gas facility during the 2006 calendar year to monitor emissions of any of the substances listed in Part 1 or Part 2 of Schedule 1,

- (i) the substance monitored by that equipment; and
- (ii) when the equipment became operational at the facility:
 - (a) prior to 1995; or
 - (b) during or after 1995.

Reciprocating engines

41. The total annual quantity, in tonnes, of NO_x and CO₂ releases from each equipment category listed below:

- (i) reciprocating engines with a rated power of equal to or greater than 600 kW;
- (ii) gas turbines with a rated power of less than 3 MW;
- (iii) gas turbines with a rated power of equal to or greater than 3 MW and less than 20 MW;
- (iv) gas turbines with a rated power equal to or greater than 20 MW; and
- (v) diesel engines (excluding emergency diesel engines and diesel engines used exclusively for fire protection purposes).

42. The total number of reciprocating engines with a rated power greater than or equal to 600 kW grouped into each category listed below:

- (i) reciprocating engines operating with natural gas;
- (ii) reciprocating engines operating with a fuel other than natural gas;
- (iii) reciprocating engines that are two stroke lean burn;
- (iv) reciprocating engines that are four stroke lean burn; and
- (v) reciprocating engines that are four stroke rich burn.

entre 1970 et 1979, entre 1980 et 1989, entre 1990 et 1999 ou entre 2000 et 2006.

39. En ce qui a trait aux mesures de prévention de la pollution autres que l'utilisation de l'équipement antipollution déclaré en vertu de l'alinéa 38 :

(i) les mesures, parmi celles décrites ci-après, qui ont été mises en œuvre à l'installation de production de pétrole et gaz en amont au cours des années civiles 2001 à 2006 inclusivement et qui ont, depuis leur mise en œuvre, contribué à réduire d'au moins 5 % les émissions totales annuelles de l'installation pour une ou plusieurs des substances suivantes, COV, benzène, CO₂ et CH₄ :

- a) modification des procédés industriels;
- b) substitutions des matières de base ou changements dans la qualité des matières de base;
- c) remplacement d'un combustible par un autre;
- d) améliorations de l'efficacité énergétique;
- e) captage, contrôle ou réduction des émissions fugitives;

(ii) la mesure spécifique prise dans le cadre de toutes les mesures déclarées au sous-alinéa (i).

40. Si de l'équipement de surveillance en continu des émissions a été utilisé à l'installation de production de pétrole et gaz en amont au cours de l'année civile 2006 pour surveiller les émissions de n'importe quelles des substances énumérées dans la partie 1 ou 2 de l'annexe 1 :

- (i) la substance surveillée par l'équipement;
- (ii) le moment de l'entrée en service de l'équipement à l'installation :
 - a) avant 1995;
 - b) en 1995 ou après.

Moteurs alternatifs

41. La quantité totale annuelle, en tonnes métriques, de rejets de NO_x et de CO₂ pour chacune des catégories d'équipement suivantes :

- (i) moteurs alternatifs d'une puissance nominale égale ou supérieure à 600 kW;
- (ii) turbines à gaz d'une puissance nominale inférieure à 3 MW;
- (iii) turbines à gaz d'une puissance nominale égale ou supérieure à 3 MW et inférieure à 20 MW;
- (iv) turbines à gaz d'une puissance nominale égale ou supérieure à 20 MW;
- (v) moteurs diesels (à l'exclusion des moteurs diesels de secours et des moteurs diesels utilisés exclusivement aux fins de protection contre l'incendie).

42. Le nombre total de moteurs alternatifs d'une puissance nominale égale ou supérieure à 600 kW, regroupés dans chacune des catégories suivantes :

- (i) moteurs alternatifs fonctionnant au gaz naturel;
- (ii) moteurs alternatifs fonctionnant à un combustible autre que le gaz naturel;
- (iii) moteurs alternatifs deux temps à mélange pauvre;
- (iv) moteurs alternatifs quatre temps à mélange pauvre;
- (v) moteurs alternatifs quatre temps à mélange riche.

43. For the reciprocating engines reported in paragraph 42,
- (i) the types of emission control equipment used;
 - (ii) the Schedule 1 substance that is controlled by each type of emission control equipment; and
 - (iii) indicate whether or not there is a maintenance program for the emission control equipment and, if so, whether or not the program is consistent with the manufacturer's recommendations or instructions.

Gas turbines

44. The total number of gas turbines with a rated power of less than 3 MW, turbines with a rated power equal to or greater than 3 MW and less than 20 MW, and turbines with a rated power of equal to or greater than 20 MW and grouped into each category listed below:

- (i) gas turbines operating with natural gas; and
- (ii) gas turbines operating with a fuel other than natural gas and specify that fuel.

45. For each turbine size range reported in paragraph 44,

- (i) the types of emission control equipment used;
- (ii) the Schedule 1 substance that is controlled by each type of emission control equipment; and
- (iii) indicate whether or not there is a maintenance program for the emission control equipment and, if so, whether or not the program is consistent with the manufacturer's recommendations or instructions.

Storage tanks

46. The total number of aboveground storage tanks for each category listed below that store hydrocarbon liquids, including tanks that store bitumen and excluding tanks that store water containing trace amounts of hydrocarbons:

- (i) have a capacity of greater than or equal to 4 m³ and less than 50 m³;
- (ii) have a capacity of greater than or equal to 50 m³ and less than 75 m³;
- (iii) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids before June 1, 1996;
- (iv) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and that began to store hydrocarbon liquids on or after June 1, 1996;
- (v) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and store crude oil, synthetic crude oil, bitumen or bitumen diluted with a hydrocarbon liquid;
- (vi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have equipment to heat the stored hydrocarbon liquid;
- (vii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof;
- (viii) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an external floating roof which has a secondary seal;
- (ix) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof;
- (x) have a diameter of greater than or equal to 4 m and have an internal floating roof which has a secondary seal;
- (xi) have a capacity of greater than or equal to 75 m³ and have a vapour control system; and
- (xii) meet the recommendations for emission control equipment specified in *Environmental Guidelines for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks* (CCME-EPC-87E, June 1995).

43. Pour les moteurs alternatifs déclarés à l'alinéa 42, indiquer :
- (i) les types de dispositif de contrôle des émissions utilisés;
 - (ii) la substance précisée à l'annexe 1 contrôlée par chaque type de dispositif de contrôle des émissions;
 - (iii) s'il y a un programme d'entretien du dispositif de contrôle des émissions et, le cas échéant, si le programme est conforme aux recommandations ou aux directives du fabricant.

Turbines à gaz

44. Le nombre total de turbines à gaz dont la puissance nominale est inférieure à 3 MW, de turbines dont la puissance nominale est égale ou supérieure à 3 MW et inférieure à 20 MW et de turbines dont la puissance nominale est égale ou supérieure à 20 MW, regroupées dans chacune des catégories suivantes :

- (i) turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel;
- (ii) turbines à gaz fonctionnant à un combustible autre que le gaz naturel (préciser le combustible).

45. Pour les turbines à gaz déclarées à l'alinéa 44, indiquer :

- (i) les types de dispositif de contrôle des émissions utilisés;
- (ii) la substance précisée à l'annexe 1 contrôlée par chaque type de dispositif de contrôle des émissions;
- (iii) s'il y a un programme d'entretien du dispositif de contrôle des émissions et, le cas échéant, si le programme est conforme aux recommandations ou aux directives du fabricant.

Réservoirs de stockage

46. Le nombre total de réservoirs de stockage hors sol utilisés pour stocker les hydrocarbures liquides, y compris les réservoirs utilisés pour stocker le bitume et à l'exclusion des réservoirs utilisés pour stocker l'eau contenant des traces d'hydrocarbures, pour les catégories suivantes :

- (i) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 4 m³ et inférieure à 50 m³;
- (ii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 50 m³ et inférieure à 75 m³;
- (iii) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides avant le 1^{er} juin 1996;
- (iv) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et dans lequel on a commencé à stocker des hydrocarbures liquides le ou après le 1^{er} juin 1996;
- (v) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui sert à stocker le pétrole brut, le brut synthétique, le bitume ou le bitume dilué dans un hydrocarbure liquide;
- (vi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ et qui est muni d'un système pour chauffer l'hydrocarbure liquide stocké;
- (vii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe;
- (viii) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant externe avec scellement secondaire;
- (ix) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne;
- (x) réservoir dont le diamètre est supérieur ou égal à 4 m doté d'un toit flottant interne avec scellement secondaire;
- (xi) réservoir dont la capacité est supérieure ou égale à 75 m³ doté d'un système de contrôle de vapeur;
- (xii) réservoir satisfaisant aux recommandations visant les dispositifs de contrôle des émissions indiquées dans les *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de*

composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol (CCME-ECP-87F, juin 1995).

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Notice.)

As set out in the *Notice of intent to develop and implement regulations and other measures to reduce air emissions*, published on October 21, 2006, in the *Canada Gazette*, Part I, the Ministers of the Environment, of Health, of Natural Resources, and of Transport will develop regulations. To support the development of such regulations, the Minister of the Environment requires information on emissions to air of certain substances, including substances on the List of Toxic Substances, in order to determine whether to control, and in what manner to control, emissions to air of the substances in question. The controls may include setting prescribed reduction levels for air emissions of the substances for the industrial sectors identified in the October 21, 2006 Notice of intent. The instrument chosen for the collection of the required information is a Ministerial notice under section 71 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

The Ministerial notice applies to the major industrial sectors identified in the Notice of intent, excluding the wood products industrial sector. The wood products industrial sector will be included in a future notice under section 71 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. The person to whom this notice applies shall provide the Minister with any information required by the notice that may be in their possession or to which they may reasonably be expected to have access. The information provided will assist the Minister of the Environment in the design and content of regulations to reduce air emissions.

As stated in subsection 71(3) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, every person to whom a notice under section 71 is directed must comply with that notice within the time specified in the notice. Sections 272 and 273 of the Act set out the offences and penalties for failure to comply with the notice and its requirements.

For all purposes of interpreting and applying federal laws, persons should consult

- the Acts as passed by Parliament, which are published in Part III of the *Canada Gazette* and the annual statutes of Canada; and
- the regulations, as registered by the Clerk of the Privy Council and published in Part II of the *Canada Gazette*.

The above-mentioned publications are available in most public libraries.

For additional information on the Act and the Compliance and Enforcement Policy for the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and on applicable penalties, please contact the Enforcement Branch at enforcement.environmental@ec.gc.ca. A copy of the Compliance and Enforcement Policy for the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* is available at the following Internet site: www.ec.gc.ca/CEPRegistry/policies.

A reporting form is being developed for the convenience of the person required to provide information to the Minister. Persons subject to this notice may wish to monitor the Web site www.ec.gc.ca/cleanair-airpur to find out when the reporting form

NOTE EXPLICATIVE

(La présente note ne fait pas partie de l'Avis.)

Comme le stipule l'*Avis d'intention d'élaborer et de mettre en œuvre des règlements et d'autres mesures pour réduire les émissions atmosphériques*, publié le 21 octobre 2006 dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, les ministres de l'Environnement, de la Santé, des Ressources naturelles et des Transports élaboreront des règlements. Afin d'appuyer l'élaboration de ces règlements, le ministre de l'Environnement demande de l'information sur les émissions atmosphériques de certaines substances, y compris les substances figurant sur la Liste des substances toxiques, afin de déterminer s'il y a lieu de prendre des mesures pour contrôler les émissions atmosphériques des substances en question, et de préciser la nature de ces mesures. Les mesures de contrôle peuvent comprendre l'établissement de niveaux réglementaires de réduction des émissions atmosphériques pour les substances et les secteurs industriels précisés dans l'*Avis d'intention* du 21 octobre 2006. L'instrument choisi pour la collecte de l'information requise est un avis ministériel en vertu de l'article 71 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

L'avis ministériel s'applique aux principaux secteurs industriels précisés dans l'*Avis d'intention*, à l'exclusion du secteur industriel des produits dérivés du bois. Ce secteur sera inclus dans un prochain avis en vertu de l'article 71 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. La personne à qui s'appliquera cet avis devra fournir au ministre toute l'information requise dont elle dispose ou qui lui est normalement accessible, conformément à l'avis. Cette information aidera le ministre de l'Environnement à concevoir et à élaborer le contenu de règlements visant l'amélioration de la qualité de l'air.

Le paragraphe 71(3) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* stipule notamment que les « destinataires des avis sont tenus de s'y conformer dans le délai qui leur est imparti ». Les articles 272 et 273 de la Loi énoncent les infractions et les peines prévues pour tout défaut de se conformer à l'avis et à ses exigences.

Aux fins d'interprétation et d'application des lois fédérales, il faut consulter :

- les lois adoptées par le Parlement qui sont publiées dans la Partie III de la *Gazette du Canada* et le recueil annuel des lois du Canada;
- les règlements enregistrés par le greffier du Conseil privé et publiés dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Les publications mentionnées ci-dessus sont disponibles dans la plupart des bibliothèques publiques.

Pour tout renseignement additionnel sur la Loi et la Politique d'observation et d'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* et les peines applicables, veuillez communiquer avec la Direction de l'application de la loi à l'adresse électronique suivante : enforcement.environmental@ec.gc.ca. Un exemplaire de la Politique d'observation et d'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* est disponible à l'adresse Internet suivante : www.ec.gc.ca/registrelcpe/policies.

Un formulaire de déclaration pouvant servir aux personnes mandatées de fournir des renseignements au ministre est en cours d'élaboration. Les personnes visées par le présent avis peuvent consulter le site Web www.ec.gc.ca/cleanair-airpur afin de savoir

will be available. Persons subject to this notice are encouraged to use the reporting form to provide the required information. An electronic copy of this notice is available at the following Internet address: www.ec.gc.ca/CEPAregistry/notices.

quand le formulaire de déclaration sera disponible. Les personnes visées par le présent avis sont priées de se servir du formulaire de déclaration afin de fournir l'information demandée. Une version électronique du présent avis est disponible à l'adresse Internet suivante : www.ec.gc.ca/registrelcpe/notices.



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