



National Round Table on the
Environment and the Economy

Table ronde nationale sur
l'environnement et l'économie

**Possibilité d'ajouter à un programme
national d'échange de droits d'émission
des sources d'émissions de GES qui ne
proviennent pas de la combustion**

**Domestic Greenhouse Gas Emissions Trading
Technical Paper Series**

**Droits d'échange d'émission nationaux des gaz à effet de serre
Série de documents techniques**

Possibilité d'ajouter à un programme national d'échange de droits d'émission des sources d'émissions de GES qui ne proviennent pas de la combustion

Préparé pour la :

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie

Préparé par :

Cheminfo Services Inc.

1706 Avenue Road, Suite 4

Toronto, Ontario

M5M 3Y6

Janvier 1999

National Round Table
on the Environment
and the Economy

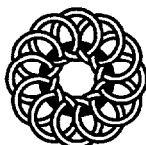


Table ronde nationale
sur l'environnement
et l'économie

© Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 1999

Tous droits réservés. Aucune partie de ce document couverte par les droits d'auteur ne peut être reproduite ou utilisée sous quelque forme que ce soit : graphique, électronique, mécanique (y compris photocopie), enregistrement, collage, système d'accès électronique, sans la permission écrite de l'éditeur.

Données de catalogage avant publication (Canada)

Vedette principale au titre : Possibilité d'ajouter à un programme national d'échange de droits d'émission des sources d'émissions de GES qui ne proviennent pas de la combustion

Publié aussi en anglais sous le titre : Potential of including non-combustion sources in GHG emissions in a domestic emissions trading program.

Comprend des références bibliographiques.

ISBN 1-895643-93-7

1. Échanges de droits d'émissions – Canada. 2. Gaz à effet de serre – Aspect de l'environnement – Canada. I. Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (Canada). Groupe d'experts multipartite sur l'échange national des droits d'émissions. II. Cheminfo Services.

HCI20.E5P6814 1999 363.7387'0971 C99-900296-1

Ce livre est imprimé sur papier répondant au Choix environnemental (plus de 50 % de papier recyclé, 10 % en fibre post-consommation; encre végétale). La couverture qui contient du papier recyclé est traitée avec des produits sans cire, à base d'eau.

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie

344, rue Slater, bureau 200
Ottawa (Ontario)
Canada K1R 7Y3
Tél. : (613) 992-7189
Télé. : (613) 992-7385
Courriel : admin@nrtee-trnee.ca
Web : <http://www.nrtee-trnee.ca>

D'autres publications disponibles de la Table ronde nationale sur la série de documents techniques portant sur l'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre :

1. Pouvoir législatif de mettre en œuvre un système national d'échange de droits d'émission.
2. Options de conception d'un système d'échange de droits d'émissions visant au traitement des combustibles fossiles utilisés comme charges d'alimentation
3. Analyse des diverses formules possibles d'attribution gratuite d'allocations
4. Analyse d'options de distribution d'allocations par vente aux enchères
5. Analyse des problèmes de conception d'un programme d'échange de droits d'émission
6. Critères possibles pour la création de crédits de réduction d'émissions dans le cadre d'un programme national d'échange de ces crédits
7. Calcul des émissions de gaz à effet de serre en fonction de leur durée et incidences sur la conception des systèmes nationaux d'échange de droits d'émission
8. Proposition de politiques complémentaires à un système national d'échanges de droits d'émission de gaz à effet de serre

All publications of the National Round Table on the Environment and the Economy are also available in English.

Pour commander :

Éditions Renouf Ltée

5369, chemin Canotek, bureau #1
Ottawa (Ontario)
Canada K1J 9J3
Tél. : (613) 745-2665
Télé. : (613) 745-7660
Web : <http://www.renoufbooks.com>
Courriel : order.dept@renoufbooks.com

Prix : 9,95 \$ plus frais d'expédition et taxes

Les opinions exprimées dans cette étude n'appartiennent qu'à leurs auteurs et ne représentent pas forcément la position de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie.

Mandat

La Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) a été créée pour *jouer un rôle catalyseur dans la définition, l'interprétation et la promotion, pour tous les secteurs de la société canadienne de même que pour toutes les régions du pays, des principes et de la pratique du développement durable*. Cet organisme a pour rôle particulier de définir les problèmes qui ont des implications à la fois environnementales et économiques, d'analyser ces implications, et de tenter de définir des mesures qui permettront de trouver un juste équilibre entre la prospérité économique et la protection de l'environnement.

Les travaux de la TRNEE visent à améliorer la qualité de l'élaboration de politiques environnementales et économiques en fournissant aux décideurs l'information nécessaire pour faire des choix éclairés qui permettront d'assurer un avenir viable pour le Canada. La TRNEE tente de remplir son mandat comme suit:

- indiquer aux décideurs et aux leaders d'opinion le meilleur moyen d'intégrer les considérations économiques et environnementales dans la prise de décisions;
- solliciter activement l'opinion des intervenants qui sont directement touchés par un problème et offrir un lieu de rencontre neutre où ils peuvent tenter de résoudre les problèmes et surmonter les obstacles qui entravent le développement durable;
- analyser les faits et tendances de l'environnement et de l'économie dans le but de définir les changements qui favoriseront le développement durable au Canada;
- recourir aux résultats de la recherche et de l'analyse, en particulier des consultations à l'échelle nationale, pour aboutir à une conclusion quant à l'état du débat sur l'environnement et l'économie.

La TRNEE a établi un procédé par lequel les intervenants définissent eux-mêmes les facteurs environnementaux et économiques des enjeux, les éléments de consensus et les motifs de désaccord. Combinée à l'impartialité et à la neutralité, l'approche multilatérale caractérise les activités de la TRNEE. Les publications de la TRNEE traitent des questions environnementales et économiques urgentes susceptibles de faire avancer le développement durable.

Membres de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie

La TRNEE se compose d'un président et d'au plus 24 autres Canadiens éminents nommés par le gouvernement fédéral pour représenter un vaste éventail de régions et de secteurs, dont le monde des affaires, le milieu syndical, le milieu universitaire, les organismes de protection de l'environnement et les Premières nations. Les membres de la TRNEE se réunissent en table ronde quatre fois par an pour faire le point sur les travaux en cours de l'organisme, pour établir des priorités et pour lancer de nouveaux programmes.

Président :

Le Dr Stuart Smith

Président

ENSYN Technologies Inc.

Etobicoke, Ontario

Vice-présidente

Lise Lachapelle

Présidente et Chef de la direction

L'Association canadienne des pâtes et papiers

Montréal, Québec

Vice-présidente

Elizabeth May

Directrice générale

Sierra Club du Canada

Ottawa, Ontario

Paul G. Antle

Président-directeur général

SCC Environmental Group Inc.

St. John's, Terre-Neuve

Jean Bélanger

Ottawa, Ontario

Allan D. Bruce

Administrateur

Joint Apprenticeship & Training Plan

Union internationale des opérateurs de machines lourdes

(section locale 115)

Burnaby, Colombie-Britannique

Patrick Carson

Conseiller en planification stratégique

Les compagnies Loblaw - Weston

Toronto, Ontario

Douglas B. Deacon

Propriétaire

Trailside Café and Adventures

Charlottetown, Île-du-Prince-Édouard

Elizabeth Crocker

Copropriétaire, P'lovers

Halifax, Nouvelle-Écosse

Johanne Gélinas

Commissaire

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Montréal, Québec

Sam Hamad, ing.

Vice-président, Industrie

Roche Ltée, Groupe conseil

Sainte-Foy, Québec

Le Dr Arthur J. Hanson

Scientifique distingué et

membre d'honneur

Institut international du développement durable

Winnipeg, Manitoba

Michael Harcourt

Associé principal

Développement durable

Sustainable Development Research Institute

Vancouver, Colombie-Britannique

Cindy Kenny-Gilday

Yellowknife, Territoires du Nord-Ouest

Emery p. LeBlanc

Vice-président exécutif

Alumine et métal de première fusion

Alcan Aluminium Limitée

Montréal, Québec

Anne Letellier de St-Just

Avocate

Québec, Québec

Ken Ogilvie

Directeur général

Pollution Probe Foundation

Toronto, Ontario

Joseph O'Neill

Vice-président, Bois et forêts

Repap New Brunswick Inc.

Newcastle, Nouveau-Brunswick

Angus Ross

Président

SOREMA Management Inc.

et Fondateur de pouvoir SOREMA, direction canadienne

Toronto, Ontario

Irene So

Vice-présidente et gestionnaire-associée de portefeuille

RBC Dominion Securities

Toronto, Ontario

John Wiebe

Président-directeur général

GLOBE Foundation of Canada

et Vice-président exécutif

Fondation Asie Pacifique du Canada

Vancouver, Colombie-Britannique

Directeur général et premier dirigeant

David McGuinty

TRNEE – Comité des instruments économiques

Jean Bélanger (Président)

Ottawa

Elizabeth Crocker

Copropriétaire

P'Lovers

John Dillon

Associé principal

Conseiller en questions juridiques et politiques

Conseil canadien des chefs d'entreprises

Le D^r Art Hanson

Scientifique distingué et membre d'honneur

Institut international du développement durable

Le D^r Linton Kulak

Directeur, Santé, sécurité et environnement

Shell Canada Limitée

Lise Lachapelle

Présidente et Chef de la direction

L'Association canadienne des pâtes et papiers

Elizabeth May

Directrice générale

Sierra Club du Canada

Ken Ogilvie

Directeur général

Pollution Probe

Angus Ross

Président

SOREMA Management Inc. et

Fondé de pouvoir SOREMA, direction canadienne

Personnel :

Elizabeth Atkinson

Conseillère en politiques principale, TRNEE

TRNEE – Groupe d'experts multipartite sur les échanges de droits d'émission

Jean Bélanger

Président, Comité des instruments économiques de la TRNEE

Warren Bell

Air Resources Branch
Ministry of Environment, Lands & Parks
Gouvernement de la Colombie-Britannique

Doug Bruchet

Canadian Energy Research Institute

Jim Campbell

Ressources naturelles Canada

David Coates

Hydro-Ontario

André Couture

Ministère de l'Environnement et de la Faune
Gouvernement du Québec

Philippe J. Crabbé

Institut de recherche sur l'environnement et l'économie
Université d'Ottawa

Peter Dickey

TransAlta Corporation

John Dillon

Conseil canadien des chefs d'entreprises (CCCE)

Robert A. Flemington

VCR Inc.

Dave Goffin

Association canadienne des fabricants de produits chimiques

Erik Haites

Margaree Consultants Inc.

Bill Hamlin

Hydro-Manitoba

Doug Harper

Division des normes et des sciences de l'environnement
Ministère de l'Environnement
Gouvernement de l'Ontario

Robert Hornung

Pembina Institute for Appropriate Development

Al Howatson

Conference Board du Canada

Richard Hyndman

Faculty of Business
University of Alberta

Bruno Jacques

Développement de programmes
Environnement Canada

Brian Jantzi

Hydro-Ontario

Linton Kulak

Shell Canada Limitée

Gordon Lambert

Suncor Energy Inc.

Don MacDonald

Environment Affairs, Planning & Development
Department of Energy
Gouvernement de l'Alberta

Leigh Mazany

Développement économique et finances intégrées
Ministère des Finances
Gouvernement du Canada

Bob Mitchell

Environment Affairs, Planning & Development
Department of Energy
Gouvernement de l'Alberta

Ron Nielsen

Ecological Interpretations

Ken Ogilvie

Pollution Probe

Steven D. Pomper

Alcan Aluminium Limitée

Chris Rolfe

West Coast Environmental Law Association

John Sargent

Ministère des Finances
Gouvernement du Canada

Adam White

Ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie
Gouvernement de l'Ontario

Richard Williams

Westcoast Energy Inc.

Observatrice :

Ellen Burack

Climate Change Secretariat

Personnel :

Elizabeth Atkinson

Conseillère en politiques principale, TRNEE

Table des matières

Sommaire	ix
1. Introduction	1
1.1 Contexte et objet	1
1.2 Sources d'émissions de GES non liées à la combustion au Canada	1
1.3 Critères d'évaluation d'un éventuel système d'échange de droits d'émission de GES	3
1.3.1 Échange de droits d'émission	3
1.3.2 Échange de substances	4
1.3.3 Échange de crédits	4
1.4 Méthode	5
2. Secteur en amont de l'industrie du pétrole et du gaz	6
2.1 Source et quantité d'émissions de GES	6
2.1.1 Sources d'émissions	7
2.1.2 Structure de l'industrie	8
2.2 Nature du flux d'émissions de GES	8
2.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	9
2.4 Options de réduction des émissions de GES	9
2.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES ?	9
3. Décharges	10
3.1 Source et quantité d'émissions de GES	10
3.2 Nature du flux d'émissions de GES	10
3.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	12
3.4 Options de réduction des émissions de GES	12
3.4.1 Brûlage	12
3.4.2 Utilisation du méthane	14
3.4.3 Réduction de la production de déchets et de l'enfouissement	14
3.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES	14
4. Fermentation entérique	15
4.1 Source et quantité d'émissions de GES	15
4.2 Nature du flux d'émissions de GES	16
4.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	16
4.4 Options de réduction des émissions de GES	17
4.4.1 Pratiques de gestion	17
4.4.2 Ionophores	18
4.4.3 Hormones et stéroïdes	18
4.4.4 Bio-ingénierie	18
4.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES	19

5. Production d'acide adipique	20
5.1 Source et quantité d'émissions de GES	20
5.2 Nature du flux d'émissions de GES	20
5.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	21
5.4 Options de réduction des émissions de GES	21
5.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES	22
6. Usages non différenciés du pétrole à des fins non énergétiques	22
6.1 Source et quantité d'émissions de GES	22
6.2 Nature du flux d'émissions de GES	23
6.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	24
6.4 Options de réduction des émissions de GES	25
6.4.1. <i>Autres charges fraîches d'éthylène</i>	25
6.4.2 <i>Additifs anti-cokéfiants</i>	26
6.4.3 <i>Hausse de la production de méthanol à l'aide de l'hydrogène et du dioxyde de carbone</i>	26
6.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES	26
7. Aluminerie	27
7.1 Source et quantité d'émissions de GES	27
7.2 Nature du flux d'émissions de GES	28
7.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	29
7.4 Options de réduction des émissions de GES	29
7.4.1 <i>Anodes inertes</i>	29
7.4.2 <i>Remplacement par la technologie de l'anode précurtée</i>	30
7.4.3 <i>Amélioration du contrôle des procédés d'alimentation</i>	30
7.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES	30
8. Production de chaux et de ciment	31
8.1 Source et quantité d'émissions de GES	31
8.1.1 <i>Approvisionnement et consommation de chaux à des fins de vente</i>	32
8.1.2 <i>Consommation et fournisseurs de ciment</i>	34
8.2 Nature du flux d'émissions de GES	35
8.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer les flux d'émissions de GES	35
8.4 Options de réduction des émissions de GES	37
8.4.1 <i>Réduction de la consommation et de la production de chaux</i>	38
8.4.1.1 Technologies de piégeage et de captage du dioxyde de carbone	39
8.4.1.2 Piégeage et élimination du dioxyde de carbone	39
8.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES	40
9. Fumier du bétail	41
9.1 Source et quantité d'émissions de GES	41
9.2 Nature du flux des émissions de GES	42
9.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	43
9.4 Options de réduction des émissions de GES	44
9.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES	45

10. Utilisation d'engrais	46
10.1 Source et quantité d'émissions de GES	46
10.2 Nature du flux d'émissions de GES	47
10.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	48
10.4 Options de réduction des émissions de GES	48
10.4.1 Pratiques d'utilisation des engrais	49
10.4.2 Inhibiteurs de nitrification	50
10.4.3 Gestion des eaux d'irrigation	50
10.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES	50
11. Production d'ammoniac	52
11.1 Source et quantité d'émissions de GES	52
11.2 Nature du flux d'émissions de GES	53
11.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	53
11.4 Options de réduction des émissions de GES	53
11.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES	54
12. Sols agricoles	54
12.1 Source et quantité d'émissions de GES	54
12.2 Nature du flux d'émissions de GES	54
12.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	55
12.4 Options de réduction des émissions de GES	56
12.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES	56
13. Production de magnésium et moulage sous pression	57
13.1 Source et quantité d'émissions de GES	57
13.1.1 Production de magnésium	58
13.1.2 Approvisionnement	59
13.2 Nature du flux d'émissions de GES	59
13.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	59
13.4 Options de réduction des émissions de GES	60
13.4.1 Réduction de la consommation	60
13.4.2 Remplacement par un autre gaz de couverture	60
13.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?	61
14. Émissions liées à l'exploitation houillère	61
14.1 Source et quantité d'émissions de GES	61
14.2 Nature du flux d'émissions de GES	62
14.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	63
14.4 Options de réduction des émissions de GES	65
14.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?	66
15. Production d'acide nitrique	67
15.1 Source et quantité d'émissions de GES	67

15.2	Nature du flux d'émissions de GES	68
15.3	Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	69
15.4	Options de réduction des émissions de GES	69
15.5	Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?	70
16.	Autres utilisations de SF₆, PFC et HFC	71
16.1	Source et quantité d'émissions de GES	71
16.2	Nature du flux d'émissions de GES	72
	16.2.1 SF ₆ - Dispositifs de commutation électrique et utilisations diverses	72
	16.2.2 PFC	73
	16.2.3 HFC	73
16.3	Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES	74
16.4	Options de réduction des émissions de GES	74
16.5	Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?	75

Sommaire

Le présent document d'étude examine les types de systèmes d'échange de droits d'émission qui conviennent aux sources d'émissions de gaz à effet de serre (GES) non attribuables à la combustion au Canada. Il présente de l'information de base et une analyse des 15 sources de GES qui ne sont pas liées à la combustion, et qui, en 1995, équivalaient à 141 kilotonnes (kt) d'équivalent dioxyde de carbone (CO₂), soit 23 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada en 1995. Parmi les sources étudiées, 13 sont définies par Environnement Canada comme des sources d'origine non énergétique, qui représentaient 102 kt d'équivalent-CO₂ en 1995. Y sont également incluses deux autres sources de GES non liées à la combustion, issues du secteur de la production d'énergie, car elles comprennent aussi en général des émissions fugitives de GES.

Trois types principaux de systèmes d'échange de droits d'émission ont été envisagés pour chacune de ces sources de GES non liées à la combustion. Ces systèmes sont les suivants : échange de droits d'émission, échange de substances et échange de crédits. On a appliqué divers critères pour déterminer quels types de programmes d'échange conviendraient mieux à chaque situation. Pour chaque source étudiée, le document analyse la source et la quantité d'émissions, la nature du flux d'émissions, la mesurabilité des émissions, certaines options de réduction d'émissions et, enfin, l'opportunité de l'échange de droits d'émission. Le tableau suivant résume les données essentielles de la présente étude.

Les sources non liées à la combustion se prêtent-elles à un systèmes d'échange?						
Source de GES ne non liée à la combustion	Gaz	Nombre de sources	Total (kt éq.-CO ₂)	Échange de droits d'émission	Échange de substances	Échange de crédits
Secteur en amont de l'industrie du pétrole et du gaz*	CH ₄ , CO ₂	>100 000	47 350	✓		✓
Décharges	CH ₄ , CO ₂	10 000	18 250	✓		✓
Fermentation entérique	CH ₄	30 000	15 225			✓
Production d'acide adipique	N ₂ O	1	10 850	✓		✓
Utilisations du pétrole non différenciées	CO ₂	10-50	10 000			
Aluminerie	CO ₂ , PFC	11	9 600	✓		✓
Chaux & ciment	CO ₂	45	7 630	✓		✓
Fumier du bétail	CH ₄	35 000	5 700	✓		✓
Utilisation d'engrais	N ₂ O	12	4 030	✓		
Ammoniac (moins urée)	CO ₂	10	3 800	✓		✓
Terres agricoles	CO ₂	>100 000	2 480			
Fonderie de magnésium	SF ₆	<10	1 890		✓	
Houillère*	CH ₄	28	1 700	✓		✓
Production d'acide nitrique	N ₂ O	9	930	✓		✓
Autres utilisations d'hydrocarbure fluoré	SF ₆ , PFC, HFC	Millions	500		✓	
Autres			1 450			
Total (kt éq.-CO ₂)			141 385			

Remarque : * Émissions fugitives liées à la production d'énergie.

1. Introduction

1.1 Contexte et objet

La Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) a créé un groupe d'experts multipartite pour concevoir et évaluer les diverses formes possibles d'un programme national d'échange de droits d'émission pour les gaz à effet de serre (GES). Ses travaux contribueront à alimenter le débat public sur l'échange de droits d'émission et seront précieux quand il s'agira d'évaluer les moyens de mettre en œuvre le Protocole de Kyoto au moment où l'on commencera, au niveau multipartite national, à s'attaquer en détail à l'échange de droits d'émission durant la phase post-Kyoto.

Ce document d'étude fait partie d'une série de documents qui analysent les mécanismes propres à jauger les aspects essentiels dont il faut tenir compte dans la conception d'un éventail de systèmes possibles d'échange de droits d'émission pour les GES. Il a pour but d'évaluer les types de programmes nationaux d'échange de droits d'émission de GES qui conviennent à diverses sources d'émissions de GES non liées à la combustion. Il évalue plus particulièrement chacune des 15 sources d'émissions de GES non liées à la combustion sous les angles suivants :

- leurs émissions;
- la nature du « secteur » émetteur (ex. : nombre de participants);
- la possibilité d'observer et de mesurer les réductions futures d'émissions de GES dans ces « secteurs » aux fins de l'échange de droits d'émission;
- les options visant à réduire les émissions de ces secteurs;
- la possibilité de les inclure dans un programme national d'échange de droits d'émission de GES.

Les 15 secteurs de sources d'émissions abordés dans ce document représentent environ 99 p. 100 des émissions de GES attribuables à des sources non liées à la combustion dans l'inventaire des gaz à effet de serre de 1995 préparé par Environnement Canada¹.

1.2 Sources d'émissions de GES non liées à la combustion au Canada

En 1995, l'ensemble des émissions de GES au Canada se chiffrait à 619 millions de tonnes (Mt) d'équivalent dioxyde de carbone (CO₂), soit environ 2 p. 100 de toutes les émissions. Le dioxyde de carbone est le GES le plus important. Il représente 81 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada. Les autres GES définis par la Convention-cadre concernant les changements climatiques comprennent le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), et trois types de fluorocarbures : hydrocarbures fluorés (HFC), hydrocarbures perfluorés (PFC) et hexafluorure de soufre (SF₆).

Chacune de ces six catégories de GES peut retenir la chaleur dans l'atmosphère pendant plusieurs temps de séjour dans l'atmosphère. La notion de potentiel de réchauffement du globe (PRG) est devenue la mesure relative de l'effet de réchauffement d'un GES sur l'atmosphère par rapport à l'effet du dioxyde de carbone². Chaque GES a son propre ratio de PRG de 100 ans, qui permet d'établir une comparaison entre plusieurs GES. Par définition, le dioxyde de carbone a un PRG de 1. Le méthane a un PRG de 21, tandis que celui de l'oxyde nitreux est de 310. Les fluorocarbures présentent en général un PRG élevé, au-dessus de 1 000 dans la plupart des cas. L'hydrocarbure fluoré le plus courant est le HFC-134a, dont le PRG est de 1 300. L'hydrocarbure perfluoré le plus courant est le CF₄, et son PRG est de 6 500. L'hexafluorure de soufre a un PRG de 23 900. Le PRG élevé des fluorocarbures signifie que les volumes minuscules de gaz peuvent produire des effets marquants sur le réchauffement planétaire.

1 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

2 Le PRG se définit comme le changement intégré dans le temps du forçage radiatif du climat (effet de réchauffement) qui est causé par le rejet instantané d'un kilo de gaz à l'état de traces exprimé par rapport au forçage radiatif provenant du rejet d'un kilo de CO₂. Même si l'on peut prendre n'importe quelle période à titre de comparaison, le PRG de 100 ans sert de norme.

La question des PRG revêt une importance particulière dans la relation entre le dioxyde de carbone et le méthane. Un kilogramme (kg) de méthane présente un PRG 21 fois supérieur à un kilogramme de dioxyde de carbone. Cependant, une fois sa combustion entièrement achevée (oxydation), un kilogramme de méthane crée 2,75 kilogrammes de dioxyde de carbone. Si l'on peut saisir le méthane qui est ventilé dans l'atmosphère et l'oxyder pour en faire du dioxyde de carbone, l'effet de réchauffement planétaire peut être réduit de 7,6 fois.

Cette étude porte sur toutes les sources des GES non liées à la combustion au Canada, qui ont produit au total 141 Mt d'équivalent- CO_2 en 1995, c'est-à-dire à peu près 23 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada. Dans cette analyse, tous les volumes d'émission sont basés sur l'inventaire des gaz à effet de serre dressé par Environnement Canada en 1995³. Les sources étudiées sont résumées dans le tableau suivant. Les émissions de GES qui proviennent de sources autres que la combustion comprennent celles qui proviennent des sources non liées à l'énergie (102 Mt d'équivalent- CO_2) et des émissions fugitives de GES qui proviennent de sources énergétiques telles que la production du pétrole, du gaz et du charbon (39 Mt d'équivalent- CO_2). À titre de comparaison, les sources d'émission de GES qui proviennent de la combustion (surtout des transports, de la production d'électricité et de l'énergie industrielle) représentaient environ 77 p. 100 de l'ensemble des GES au Canada.

Les émissions de GES qui ne proviennent pas de la combustion sont généralement calculées à l'aide de coefficients d'émission estimés qui sont appliqués aux données concernant le degré d'activité. Dans bien des cas, les émissions sont de nature fugitive, et les coefficients d'émission sont parfois entourés d'une grande incertitude. Pour un grand nombre des sources figurant dans ce rapport, une marge d'erreur de plus ou moins 30 p. 100 est considérée comme assez bonne.

Une proportion importante des émissions de GES non liées à la combustion provient de sources qui émettent des GES autres que le dioxyde de carbone. Le méthane constitue la plus grande part (selon la base de l'équivalent- CO_2) des émissions de GES non liées à la combustion, soit environ 55 p. 100 de l'ensemble de 141 Mt, alors que le dioxyde de carbone ne représentait que 28 p. 100.

Les émissions fugitives d'origine énergétique (pétrole, gaz et charbon) représentaient environ 34 p. 100 de l'ensemble des émissions non liées à la combustion. Plusieurs sources industrielles constituaient une autre tranche de 34 p. 100 du total. Ces sources comprennent la production de métaux non ferreux (aluminium et magnésium), les fours à chaux (y compris les fours des cimenteries et des usines de pâtes et papiers kraft), ainsi que l'industrie chimique et pétrochimique (c.-à-d. production d'acide adipique et nitrique). Environ 17 p. 100 des émissions de GES non liées à la combustion proviennent de sources agricoles, notamment la fermentation entérique du bétail, la décomposition du fumier, l'épandage d'engrais et les sols. Les milliers de décharges réparties dans l'ensemble du Canada représentent environ 13 p. 100 du total. D'autres émissions provenant de sources autres que la combustion résultent de l'utilisation de plusieurs gaz de fluorocarbure : les HFC pour les fluides frigorigènes, l'hexafluorure de soufre dans le dispositif de commutation électrique, et les PFC pour le nettoyage.

3 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa: Environnement Canada, avril 1997).

Sources d'émissions de GES non liées à l'énergie au Canada, 1995
(comprend les émissions fugitives de CO₂ et de CH₄ provenant de sources énergétiques)

Source non liée à la combustion	CO ₂ (kt)	CH ₄ (kt)	N ₂ O (kt)	Autres* (kt)	Total (kt éq.-CO ₂)
Secteur en amont de l'industrie du pétrole et du gaz*	10 600	1 750	0		47 350
Décharges		869	0		18 250
Bétail : fermentation entérique		725	0		15 225
Production d'acide adipique			35		10 850
Autres utilisations non énergétiques du pétrole	10 000		0		10 000
Aluminerie (CO ₂ & PFC)	3 600		0	1	9 600
Chaux, calcaire et ciment	7 630		0		7 630
Bétail : fumier		271	0		5 700
Utilisation d'engrais			13		4 030
Ammoniac (moins urée)	3 800		0		3 800
Sols agricoles	2 480		0		2 480
Fusion de magnésium (SF ₆)			0	<<1	1 890
Houillère*		82	0		1 700
Production d'acide nitrique			3		930
Autres utilisations de SF ₆ , de PFC et de HFC			0	3	500
Autres	490	15	0		1 450
Total (kt réels)				n/a	
Total (kt éq.-CO ₂)	38 600	77 952	15 810	~9 000	

Note : * Émissions fugitives liées à la production d'énergie.

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

1.3 Critères d'évaluation d'un éventuel système d'échange de droits d'émission de GES

Cheminfo a appliqué des critères (élaborés par le D^r Erik Haites, Margaree Consultants Ltd⁴) aux diverses sources de droits d'émission de GES qui constituaient l'objet essentiel de cette étude. Ces critères ont servi à déterminer si les sources précises d'émissions de GES étaient favorables à l'un ou l'autre des types suivants de programme d'échange de droits d'émission de GES :

1. échange de droits d'émission;
2. échange de substances;
3. échange de crédits.

1.3.1 Échange de droits d'émission

Un système d'échange de droits d'émission limite les émissions totales d'un GES provenant de sources définies à leur point de rejet dans l'atmosphère. On fixe un plafond annuel aux émissions totales de GES spécifiées qui proviennent des sources réglementées, et l'on distribue aux sources participantes des quotas d'émission égaux au plafond annuel (par voie

4 Le D^r Erik Haites, Margaree Consultants, a rédigé une bonne partie du présent chapitre.

d'adjudication ou gratuitement, selon une formule définie). Chaque source est tenue de surveiller ses émissions réelles et de remettre à l'organisme de réglementation qui gère le programme d'échange des quotas égaux à ses émissions réelles. En raison du coût de la surveillance des émissions réelles, seuls les services publics et les grandes sources industrielles participeraient à un tel programme. Cette limite pourrait néanmoins faire en sorte qu'une proportion importante des émissions totales ne serait pas surveillée, et le système devrait sans doute être assorti de mesures visant les émissions de GES qui proviennent de sources plus restreintes.

1.3.2 Échange de substances

Un système d'échange de quotas peut être mis en place pour des substances (telles que les HFC, la teneur en carbone des combustibles fossiles et la teneur en azote des engrais) qui sont en fin de compte émises sous forme de GES. Ce type de programme d'échange de substances revient en fait à appliquer un quota à la consommation de la substance réglementée. On impose un plafond annuel à la quantité totale de la substance consommée (production + importations - exportations) au sein du pays. En général, il est important d'établir le plafond ou le quota de consommation aussi près que possible du point d'émission, aux fins d'offrir le plus vaste éventail possible d'options d'atténuation. Tous les producteurs, importateurs et exportateurs de cette substance, ainsi que de produits contenant cette substance sont tenus de participer au programme en échangeant ces quotas de consommation.

Dans certains cas, la substance dont les quotas sont échangés pourrait être la même que les émissions de GES. L'hexafluorure de soufre, qui est à la fois un GES et une substance utilisée dans diverses industries et qui cause ces émissions de GES, en est un exemple.

Un programme d'échange de substances a pour effet majeur de changer le prix des produits qui contiennent la substance en cause. La hausse du prix des engrais causée par un système d'échange de teneur en azote amène les agriculteurs à modifier leur façon d'utiliser les engrais. De même, la hausse du prix des combustibles fossiles causée par un système d'échange de teneur en

carbone amène les consommateurs à adopter des combustibles consommant moins de carbone et à adopter des mesures d'économie d'énergie. Quant à la hausse du prix des HFC, elle amène les intéressés à opter pour des substituts.

1.3.3 Échange de crédits

Dans un système d'échange de crédits, une source peut créer des « crédits » en rapportant les réductions d'émissions qu'elle a réalisées. Les crédits peuvent être vendus à d'autres sources qui s'en serviront pour se conformer aux normes selon des conditions précises. La création et l'utilisation des crédits sont des mesures volontaires. Les sources peuvent décider d'acheter des crédits si ces derniers leur coûtent moins cher que d'autres moyens de se conformer aux normes.

Un système d'échange de crédits vient s'ajouter aux mesures volontaires ou réglementaires. On adopterait un train de mesures volontaires et réglementaires pour respecter l'engagement national de limiter les émissions de GES. Si l'on permet l'échange de crédits, certaines sources réduisent leurs émissions en dessous du niveau imposé par les mesures volontaires ou réglementaires applicables. D'autres sources achètent des crédits pour se conformer aux mesures réglementaires ou volontaires dans des conditions précises.

Critères d'évaluation pour déterminer si certaines sources conviennent à certains programmes d'échange d'émissions de GES

Échange de droits d'émission	Échange de substances	Échange de crédits
<ul style="list-style-type: none"> • les sources peuvent mesurer ou calculer les émissions réelles de manière exacte et à un coût raisonnable 	<ul style="list-style-type: none"> • la substance représente bien les émissions réelles de GES 	<ul style="list-style-type: none"> • les sources peuvent mesurer ou calculer les émissions réelles de manière exacte et à un coût raisonnable
<ul style="list-style-type: none"> • les sources peuvent mettre en œuvre des mesures pour modifier leurs émissions actuelles 	<ul style="list-style-type: none"> • la quantité de la substance peut être mesurée ou calculée de manière exacte et à un coût raisonnable 	<ul style="list-style-type: none"> • les sources peuvent adopter des mesures pour modifier leurs émissions réelles
<ul style="list-style-type: none"> • on peut contrôler une proportion relativement importante de l'ensemble des émissions de cette catégorie de sources de gaz en réglementant un nombre raisonnable de sources 	<ul style="list-style-type: none"> • la production, la vente ou l'utilisation de la substance peut être contrôlée par la voie de la réglementation d'un nombre raisonnable d'entités 	<ul style="list-style-type: none"> • on peut définir une émission de référence réaliste pour les émissions en l'absence de mesures de réduction des émissions
	<ul style="list-style-type: none"> • une proportion relativement importante des émissions totales de cette catégorie de gaz ou de source peut être contrôlée en réglementant un nombre raisonnable d'entités 	<ul style="list-style-type: none"> • une part relativement importante des émissions totales de cette catégorie de gaz ou de source peut être contrôlée en réglementant un nombre raisonnable de sources

Certains gaz ou sources se prêtent à plusieurs formes d'échange de droits d'émission de GES. En pareil cas, les gaz et les sources ont été comparés en fonction de la part d'émissions visées (c.-à-d. plus elles sont nombreuses, mieux ça vaut) et du nombre de participants (moins ils sont, mieux ça vaut). Par exemple, un programme d'échange pour la teneur en carbone des combustibles fossiles couvrira une part plus importante des émissions totales de CO₂ liées à la production d'énergie avec moins de sources qu'un programme d'échange de droits d'émission ou un programme d'échange de crédits pour les émissions de CO₂ provenant de grosses sources industrielles, commerciales et institutionnelles.

1.4 Méthode

Pour préparer cette étude, Cheminfo s'est servi de l'information recueillie pour une étude qu'il avait effectuée auparavant pour Environnement Canada et qui a été remise à ce Ministère en avril 1998, *Powering GHG Reductions Through Technology Advancement*. Cette étude portait sur les sources respectives d'émissions d'origine non énergétique au Canada, sur

les options qui leur étaient offertes pour réduire leurs émissions et, enfin, sur la recherche et le développement nécessaires pour promouvoir ces options afin qu'elles soient réalisables sur le plan technique et économique. Le contenu du rapport final de cette étude a servi dans plusieurs cas à évaluer les possibilités d'échange de droits d'émission qu'offraient les diverses sources d'émissions de GES d'origine non énergétique. En outre, l'information figurant dans les rapports, les articles de revues, les notes d'entrevues, etc. qui avaient été recueillis et préparés pour appuyer l'étude d'Environnement Canada, a également servi à intégrer de l'information ayant trait à l'évaluation des possibilités d'échange de droits d'émission offertes par diverses sources de GES d'origine non énergétique.

Trois sources d'émissions de GES n'étaient pas visées par l'étude précédente que Cheminfo avait réalisée pour Environnement Canada : (i) sols; (ii) industrie du pétrole et du gaz; (iii) houillères. D'autres recherches ont été menées pour définir leurs émissions, pour définir et évaluer les options de réduction de leurs émissions de GES et, enfin, pour décrire la structure de leur industrie. Les émissions provenant du secteur de la

distribution et de la production de pétrole et de gaz, et du secteur houiller sont surtout des émissions fugitives de dioxyde de carbone et de méthane (ne provenant pas de la combustion) qu'Environnement Canada inclut dans les sources d'énergie.

Une quinzaine d'entrevues ont été menées au cours de cette étude pour recueillir de l'information qui n'était pas fournie dans l'étude précédente que Cheminfo avait réalisée pour Environnement Canada. Cette information portait sur plusieurs sujets, dont le degré d'incertitude relatif aux évaluations d'émissions des GES attribuables à certaines sources d'émissions, les données relatives aux activités et à la structure de l'industrie dans les « secteurs » non liés à l'énergie, et les données relatives à la mesure et à l'observation des émissions de GES provenant de ces « secteurs ». En outre, on a mené plusieurs entrevues pour recueillir de l'information sur les sources d'émissions de GES que Cheminfo n'avait pas évaluées auparavant.

Cheminfo a travaillé en collaboration avec le Dr Erik Haites de Margaree Consultants pour élaborer la série de critères qui permettront de déterminer quelles sont les sources d'émissions de GES qui pourraient faire partie d'un programme national d'échange de droits d'émission, et pour définir le modèle d'échange le plus approprié. Une fois ces critères élaborés, Cheminfo et le Dr Haites ont appliqué ces critères aux deux sources d'émissions de GES d'origine énergétique et aux 13 sources d'émissions de GES non liées à l'énergie qui constituaient le thème essentiel de cette étude.

2. Secteur en amont de l'industrie du pétrole et du gaz

2.1 Source et quantité d'émissions de GES

Le secteur canadien du pétrole et du gaz produit la plupart des combustibles fossiles qui sont la source de la majorité des émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de sources de combustion au Canada. Cependant, le secteur du pétrole et du gaz est aussi une source importante d'émissions de GES fugitives ou liées au traitement, et causées par des activités non liées à la combustion. Le méthane (CH₄) et le dioxyde de carbone (CO₂) sont deux GES d'origine naturelle qui sont émis par diverses sources au sein du secteur du pétrole et du gaz. Selon les données compilées pour l'inventaire des gaz à effet de serre de 1995 d'Environnement Canada, le secteur du pétrole et du gaz ont émis, d'après les évaluations, 47 350 kilotonnes (kt) d'équivalent-CO₂. Ceci représente environ 8 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES canadiennes et la plus forte contribution sectorielle aux GES non attribuables à la combustion au Canada, qui constitue 34 p. 100 de l'ensemble.

Émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz			
Source	CO₂	CH₄	Total
	(kt)	(kt)	(kt éq.-CO₂)
Production de pétrole	0	500	10 500
Production de gaz	10 600	600	23 200
Acheminement du gaz	0	500	10 500
Distribution du gaz	0	150	3 150
Total	10 600	1 750	

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

2.1.1 Sources d'émissions

La plus grande source d'émissions fugitives de GES provenant du secteur du pétrole et du gaz est la production du gaz naturel. En 1995, le Canada a produit 193 milliards de mètres cubes de gaz naturel au total. Le méthane et le dioxyde de carbone sont tous deux émis par cette source. D'après les évaluations, la collecte et le traitement du gaz naturel (équivalant à environ 13 000 kt de CO₂) émettent 600 kt de méthane. Les sources de ce méthane sont les 45 000 puits de gaz naturel et les quelque 600 usines de traitement du gaz naturel qui étaient en activité au Canada en 1996.

Le dioxyde de carbone, présent dans le gaz naturel brut à une teneur qui atteint 26 p. 100, doit être éliminé dans l'usine de traitement du gaz pour respecter les spécifications des pipelines. La quantité de dioxyde de carbone émise par le traitement du gaz naturel est évaluée à 10 600 kt, selon une teneur moyenne de dioxyde de carbone évaluée à 7 p. 100. Ces émissions proviennent des usines de traitement du gaz naturel qui, au Canada, sont évaluées à 650. La plupart de ces émissions sont concentrées en Alberta, qui comprend 550 installations importantes de traitement du gaz naturel et qui représente 84 p. 100 de l'ensemble de la production canadienne de gaz. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan sont les deux autres provinces qui constituent des sources importantes.

En ce qui concerne la production du pétrole brut, on évalue à 500 kt le méthane qui a été émis par les activités de traitement. Il s'agit de transferts fugitifs,

d'effluents gazeux du matériel et de refoulements de la production. Environ 70 p. 100 des émissions de méthane calculées qui proviennent de la production du pétrole brut sont causées par le traitement du pétrole lourd, malgré le fait que ce dernier ne représente que 20 p. 100 de l'ensemble de la production. On a évalué à 55 000 le nombre de puits de pétrole qui étaient en activité au Canada à la fin de 1996. En général, plusieurs puits sont reliés à une installation de pétrole brut, où les gaz sont séparés des liquides. Là encore, les émissions de méthane qui proviennent du pétrole brut sont concentrées en Alberta, qui représente 85 p. 100 de la production de pétrole du Canada. La Saskatchewan se classe deuxième, à raison de 10 p. 100 de la production canadienne de pétrole.

Dans l'acheminement à longue distance du gaz naturel, on a évalué à 500 kt le méthane émis. La principale source d'émissions est le transfert fugitif, ainsi que la purge des stations de compression et des pipelines. Le réseau national de pipelines de gaz naturel s'étend de la Colombie-Britannique au Québec, et chaque province produit des émissions de méthane. L'Alberta, qui détient le plus gros volume de pipelines de gaz naturel, représente 37 p. 100 des émissions d'acheminement. Comme le plus gros volume de gaz provient de l'Est de l'Alberta à destination de l'Ontario, les provinces de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario ont des parts décroissantes d'émissions de méthane qui proviennent des pipelines d'acheminement.

Les réseaux de distribution du gaz naturel qui desservent les utilisateurs finals présentent des taux relativement bas de perte de méthane. On évalue à 150

Répartition régionale des émissions de GES du pétrole et du gaz				
	Production de pétrole	Production de gaz	Acheminement du gaz	Distribution du gaz
Alberta	85 %	84 %	37 %	17 %
Saskatchewan	10 %	5 %	23 %	4 %
C.-B.	2 %	11 %	4 %	13 %
Manitoba	—	—	17 %	3 %
Ontario	—	—	16 %	35 %
Québec	—	—	2 %	21 %
Canada atlantique	—	—	—	—

Source : Ressources naturelles Canada, *Perspectives énergétiques du Canada* (Ottawa, 1997).

kt la déperdition de méthane dans le réseau de distribution de gaz naturel. La plus grosse source de ces émissions est l'Ontario, qui présente le plus fort volume de consommation de gaz naturel au Canada, en raison de sa forte population et de son assise industrielle. D'après l'Association Canadienne du Gaz, qui représente les services publics de distribution du gaz naturel, les pertes totales de méthane se chiffrent à 0,13 p. 100 de la production commercialisable, qui atteignait 148 milliards de mètres cubes en 1995. Ce volume est plus bas que l'ensemble de la production canadienne citée précédemment, à cause des exportations.

2.1.2 Structure de l'industrie

On évalue à 450 les entreprises d'exploitation et de production qui exercent leurs activités dans le secteur canadien du pétrole et du gaz. Ce secteur est très concentré, à cause de l'importance des capitaux requis et des risques qu'ils comportent. Les 8 entreprises les plus importantes assurent environ la moitié de la production totale, et les 18 autres qui se classent immédiatement derrière représentent 25 p. 100. Ensemble, ces deux groupes de 26 entreprises (6 p. 100 de l'ensemble des entreprises) produisent 76 p. 100 du pétrole et du gaz au Canada.

L'acheminement du gaz naturel est contrôlé par environ cinq grosses entreprises qui sont réglementées par les gouvernements provinciaux et fédéral. TransCanada Pipelines de Calgary et Westcoast Transmission de Vancouver sont deux entreprises importantes de pipelines.

Au Canada, il n'y a pas plus de dix services publics de distribution du gaz naturel importants qui approvisionnent en gaz les utilisateurs finals des secteurs industriel, commercial et résidentiel. Chaque entreprise gère des réseaux de pipelines précis en fonction de droits de distribution accordés pour une région donnée. Parmi les principaux services publics de gaz, citons Consumers Gas (Centre-Sud de l'Ontario), Union Gas (Sud-Ouest de l'Ontario) et Gaz Métropolitain (Québec).

2.2 Nature du flux d'émissions de GES

Dans la production du pétrole et du gaz, les émissions fugitives de méthane peuvent se produire à divers points, depuis la tête de puits jusqu'au réseau collecteur, en passant par l'installation pétrolière. Le gaz de méthane présent dans le pétrole est surtout émis par les têtes de puits, les séparateurs, la ventilation, le torchage et par d'autres équipements de traitement. Certaines émissions de méthane proviennent des réservoirs de pétrole brut.

Dans la production du gaz naturel, les usines de traitement servent à éliminer les impuretés telles que le dioxyde de carbone, l'hydrogène sulfuré et l'eau du gaz brut. L'hydrogène sulfuré et le dioxyde de carbone sont éliminés du gaz brut à l'aide de systèmes de traitement amine dans les usines de traitement du gaz. Le dioxyde de carbone est séparé de l'hydrogène sulfuré et il est émis à une source ponctuelle. Toutefois, les émissions de

Concentration dans le secteur canadien du pétrole et du gaz (sociétés d'exploration et de production)			
Type de société	Fourchette de production (000s BEP/j)	Nombre de sociétés	Part de la production
Sociétés majeures	100-400	8	51 %
Grandes sociétés	20-100	18	25 %
Moyennes entreprises	5-20	27	8 %
Petites entreprises	2-5	47	6 %
Autres	<2	350*	10 %
Total		450*	100 %

Notes : * chiffre estimatif; BEP/j = barils d'équivalent pétrole par jour (conversion basée sur l'énergie).
Source : Emploi et Immigration Canada, *Les ressources humaines du secteur en amont de l'industrie pétrolière et gazière* (Ottawa, septembre 1992).

méthane sont fugitives et peuvent provenir de nombreux points entre la tête de puits et le pipeline d'acheminement.

Dans l'acheminement du gaz naturel, les émissions de méthane proviennent de l'équipement qui se trouve dans les stations de compression (orifices de purge, garniture du compresseur, joints et vannes du compresseur), ou de fuites le long du pipeline. Il n'existe aucune émission véritable de source ponctuelle. Les émissions fugitives de la distribution du gaz naturel proviennent de l'équipement qui se trouve aux stations de distribution et des fuites dans les pipelines.

2.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Dans la production du pétrole, la teneur en méthane du pétrole dans n'importe quel puits est révélée par une analyse chimique, une fois le puits terminé. Cependant, comme une forte proportion des émissions de méthane qui se trouvent à la tête du puits, dont le système de collecte et de traitement, sont fugitives, il est très difficile de mesurer les émissions périodiquement. On applique des coefficients d'émission approximatifs pour l'ensemble du secteur, et non pas pour des points isolés.

Il en va de même pour les émissions de méthane qui proviennent de la production du gaz naturel. Les émissions de méthane se produisent dans divers éléments du système et ne sont pas présentes dans un flux de sources ponctuelles mesurables. Le calcul des pertes a tendance à se faire à partir des calculs dans les bilans massiques du méthane. Comme la quantité de méthane qui entre et sort d'un système de traitement est calculée à partir des débits gazeux et que la composition du gaz est mesurée par des chromatographes en phase gazeuse, la marge d'erreur pourrait facilement être plus grande que l'ampleur de la perte du méthane.

Toutefois, les émissions de dioxyde de carbone qui proviennent de l'extraction du gaz naturel sont mesurables, puisque le dioxyde de carbone est extrait du gaz naturel dans une usine de traitement et qu'il est présent dans un flux d'effluents gazeux provenant d'une seule source ponctuelle.

Les émissions de méthane qui proviennent des réseaux d'acheminement et de distribution sont un peu plus faciles à calculer à partir des bilans massiques, parce que les volumes sont plus importants et que l'on se sert de systèmes de compteurs plus précis.

2.4 Options de réduction des émissions de GES

Pour le dioxyde de carbone extrait du gaz naturel, il y a peu de solutions qui permettent de réduire les émissions. Le gaz doit être éliminé dans les usines de traitement pour répondre aux spécifications des pipelines. Ces usines sont souvent décentralisées, et les volumes de dioxyde de carbone sont trop petits pour justifier des pipelines de dioxyde de carbone à longue distance pour le captage, la récupération et le piégeage éventuel.

Pour les émissions de méthane qui proviennent de la production du pétrole ainsi que de la production, de l'acheminement et de la distribution de gaz naturel, on peut réduire les pertes en améliorant les modes d'exploitation. On peut améliorer les programmes de réparation et de détection des fuites, le captage et la récupération des purges du système, et utiliser de meilleurs systèmes de brûlage. Comme les émissions de méthane qui proviennent des entreprises de gaz naturel représentent des pertes de produits commercialisables, l'incitation à réduire les émissions est déjà très forte.

2.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES ?

Un programme d'échange de droits d'émission de GES serait difficile à imposer aux émissions de dioxyde de carbone qui proviennent du gaz naturel, parce que le dioxyde de carbone doit être éliminé du gaz naturel, et qu'il n'existe actuellement aucune formule de contrôle réalisable sur le plan économique. Cependant, le flux de dioxyde de carbone est une source ponctuelle que l'on peut mesurer avec une certaine précision.

Il serait difficile d'établir des programmes d'échange de droits d'émission ou d'échange de crédits pour les

émissions fugitives de méthane liées à la production du pétrole et de la production, de l'acheminement et de la distribution du gaz naturel, à cause de la difficulté d'effectuer des calculs précis. En outre, les programmes d'échange de substances sont impensables pour ces sources, puisque le méthane représente soit une petite proportion, soit la majeure partie du produit commercialisable.

Un programme d'échange de droits d'émission ou d'échange de crédits convient mieux à l'acheminement et à la distribution du gaz, parce que les émissions sont plus faciles à calculer de manière générale et que le nombre d'entités est plus bas. Comme la quantité passée peut varier, un système d'échange de crédits de méthane basé sur le pourcentage serait sans doute préférable, puisque les émissions de méthane sont souvent exprimées sous forme de pourcentage de la quantité passée ou de la production commercialisable. Ceci inciterait davantage les services d'acheminement et de distribution à réduire les pertes.

3. Décharges

3.1 Source et quantité d'émissions de GES

Le méthane (CH₄), le dioxyde de carbone (CO₂), des quantités minimales d'oxygène et d'azote, des quantités minimales d'hydrogène sulfuré, d'hexane, de 1,1,1-trichloroéthane, de dichlorométhane et d'autres substances volatiles résultent de la décomposition de déchets solides et sont rejetés par les décharges qui contiennent des déchets. Cet ensemble de substances porte le nom de gaz de décharge (LFG).

En 1995, les décharges représentaient au total 869 kilotonnes (kt) d'émissions de méthane (18 249 kt d'équivalent-CO₂), soit environ 13 p. 100 de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (GES) non attribuables à la combustion au Canada, et 3 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada.

Les évaluations d'Environnement Canada ne présentent pas de manière détaillée et explicite le dioxyde de carbone provenant directement des décharges, ni le dioxyde de carbone émis par le torchage d'une partie du méthane. D'après les estimations, ces émissions fournissent environ 4 kt de dioxyde de carbone par an. Ces émissions ne figurent pas dans le tableau ci-dessus. On croit qu'Environnement Canada tient compte de ces émissions à d'autres points du cycle de vie des GES, et l'on suppose qu'ils sont inclus dans l'inventaire annuel des émissions de GES du ministère.

3.2 Nature du flux d'émissions de GES

Le méthane résulte de la décomposition de déchets organiques par l'action des bactéries anaérobies dans les décharges. Dans des conditions anaérobies, la décomposition produit du méthane, du dioxyde de carbone et des matières organiques stabilisées.

Il y a plus de 10 000 décharges au Canada⁵. Alors que certains pays ont des données sur les décharges qu'ils gèrent, le Canada n'a toujours pas fait l'inventaire complet de ses décharges. Cet inventaire servirait à mieux définir les émissions de GES et à établir des priorités pour des plans d'action dans ce domaine. La taille des décharges varie, et le type d'émissions de GES qu'on y trouve varie également à l'intérieur de chacune de ces catégories.

Alors qu'il existe des milliers de décharges partout au Canada, les émissions de méthane sont concentrées dans quelques endroits seulement. Par exemple, il y a environ 100 à 200 décharges de taille grande ou moyenne au Canada, qui, ensemble, émettent environ 65 p. 100 des émissions de méthane du Canada qui proviennent des décharges (c'est après qu'une partie du méthane a été captée par ces décharges).

En général, le ratio de méthane-dioxyde de carbone est d'environ 50/50 selon le volume des gaz de décharge, mais ce ratio peut varier beaucoup d'une décharge à une autre, ainsi qu'au cours du cycle de vie d'une décharge. Une partie du méthane contenu dans les gaz de

5 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa: Environnement Canada, avril 1997).

Tendances des émissions de CH₄ provenant des décharges au Canada		
Année	Émissions de CH₄	Émissions d'équivalent CO₂
	(kt)	(kt)
1990	821	17 241
1991	812	17 052
1992	826	17 346
1993	845	17 745
1994	855	17 955
1995	869	18 249

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

Émissions estimatives et réduction possible dans des décharges de taille variée			
Taille de la décharge (Mt de déchets)	Nombre estimatif de décharges au Canada	Fourchette de production annuelle de méthane (kt/an/décharge)	Portion de la production totale de méthane (869 kt/an)
Petite (moins de 2)	7 000 à 10 000	0 à 10	35 %
Moyenne (2 à 8)	30 à 100	5 à 75	50 %
Grande (plus de 8)	10 à 20	10 à 120	15 %
Total général	~10 000		100 %

Remarque : Les estimations sont très approximatives et ont pour but d'indiquer le poids des émissions de décharges de taille variée.

Source : Cheminfo Services, *Powering GHG Reductions Through Technology Advancement*, rédigé pour Environnement Canada (Ottawa, 1998).

décharge est déjà captée et oxydée en dioxyde de carbone. En décembre 1995, on comptait quelque 25 à 30 décharges au Canada où des systèmes d'extraction de gaz de décharge (voir options de réduction des émissions de GES ci-dessous) avaient été installés ou étaient en cours de construction. La réduction de méthane a été évaluée à 270 kt ou 5 700 kt d'équivalent-CO₂⁶. Dans près de la moitié de ces décharges, le méthane est recueilli et utilisé comme source d'énergie à des fins de chauffage ou de production d'électricité. Ailleurs, les gaz de décharge sont brûlés.

La plupart des très grandes décharges (celles dont la capacité est supérieure à 8 Mt) sont déjà dotées d'installations de collecte et de traitement des gaz. Il reste peut-être un petit nombre de très grandes décharges qui doivent encore faire installer des systèmes de collecte et de traitement. Un faible pourcentage des décharges moyennes (capacité de 2 Mt à 8 Mt) ont installé des systèmes de collecte et de traitement. D'après les évaluations, il existe de 30 à 100 décharges dans l'ensemble du Canada qui appartiennent à cette catégorie. Une faible proportion (moins de 5 p. 100) des

6 Hickling, Emcon Associates, *Options for Managing Emissions from Solid Waste Landfills*, rédigé pour la Division des déchets solides et la Direction de la gestion des questions atmosphériques, SPE, Environnement Canada (Ottawa, 1994).

milliers de petites décharges (capacité inférieure à 2 Mt) partout au Canada ont installé des systèmes de collecte de gaz.

3.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Environnement Canada a évalué les émissions de méthane provenant des décharges au Canada en appliquant le modèle de production de gaz de décharge de l'Environmental Protection Agency américaine, ainsi que les données relatives à la quantité de déchets déposés dans les décharges canadiennes au cours de chacune des 50 dernières années. Ce modèle tient compte de plusieurs caractéristiques, telles que la masse de déchets et l'âge des décharges pour évaluer les émissions de méthane. D'après cette méthode, Environnement Canada a indiqué que le facteur d'incertitude pour cette évaluation des émissions est de plus ou moins 30 p. 100, ce qui en fait l'une des évaluations d'émissions les plus précises parmi toutes les sources de GES non liées à l'énergie.

Comme la majorité des émissions de méthane sont concentrées dans un nombre relativement restreint de décharges (100 à 200), il serait possible de mesurer les progrès réalisés sur le plan de la réduction des émissions de méthane provenant des décharges en observant ces décharges et les efforts qu'elles déploient pour réduire les émissions de méthane. Ces décharges plus importantes représentent la majorité des émissions de GES.

3.4 Options de réduction des émissions de GES

Plusieurs technologies permettent de réduire les émissions de méthane dans les décharges. Alors qu'un grand nombre des décharges ont déjà adopté certaines de ces technologies, il est possible de réduire encore davantage les émissions de méthane à plusieurs des décharges isolées dans l'ensemble du secteur. Certaines options de réduction des émissions de GES provenant des décharges comprennent le brûlage du méthane, la collecte du méthane dans les gaz de décharge et son

utilisation comme combustible et, enfin, la réduction de la production des déchets.

L'infrastructure technologique de base pour régler le problème des émissions et utiliser le méthane présent dans les grandes décharges existe déjà et a été appliquée avec succès dans des décharges au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays. Cependant, la technologie qui permet de diminuer le coût pour des petites décharges où le taux d'émission de méthane est faible nécessite encore des travaux de recherche et développement.

Le coût de la réduction des émissions de GES provenant des décharges a trait au niveau de réduction des émissions recherché, ainsi qu'aux formules technologiques adoptées. Une option peu coûteuse qui permet de réduire les GES de 20 à 30 p. 100 consiste à capter, à recueillir et à brûler (c.-à-d. oxyder) le méthane produit par les plus grandes décharges. Cette option ne comporte aucune mesure d'incitation financière directe. Certaines des décharges produisent suffisamment de méthane pour supporter un investissement plus important dans l'équipement d'utilisation des gaz, tel que l'équipement de production électrique. Cette option exige plus de capitaux mais peut offrir un revenu aux investisseurs par la vente de l'électricité. Si l'on veut réduire davantage les GES (10 à 20 p. 100 de plus), le coût le plus important a trait à la réduction des émissions dans des milliers de petites décharges réparties partout au Canada. Dans ces décharges, même le brûlage pourrait coûter des centaines de millions de dollars.

3.4.1 Brûlage

Les décharges (ou des parties cellulées de la décharge) sont généralement recouvertes d'une couche imperméable pour empêcher le gaz de s'échapper et pour empêcher l'oxygène de s'infiltrer et d'endommager les bactéries anaérobies qui produisent du méthane. Des couches épaisses de terre, d'argile et des géomembranes polymères synthétiques assurent un revêtement suffisant et des parois de soutènement autour de la décharge. Ces précautions assurent une efficacité maximale du système de collecte.

Les systèmes de collecte de gaz consistent dans des puits creusés ou des tranchées horizontales, des tuyaux d'interconnexion et un compresseur qui exerce une pression négative sur le système, ce qui garantit que le gaz se déverse dans un point de collecte central. L'efficacité du système (pourcentage de méthane récupéré) varie selon la conception. Alors que certains systèmes bien conçus atteignent une efficacité de près de 100 p. 100, le chiffre de 60 à 70 p. 100 est plus courant. Le gaz peut également être récupéré dans des décharges non scellées qui sont moins efficaces⁷.

Le brûlage est une solution simple et peu coûteuse pour réduire les émissions de méthane dans les décharges. Cette formule permet de réduire sensiblement les émissions de GES, puisque le méthane est oxydé en dioxyde de carbone, réduisant le potentiel de réchauffement du globe des gaz émis. L'efficacité du système de brûlage atteint parfois 98 p. 100. Ce système présente par contre le désavantage suivant : le méthane ne sert pas de combustible. Le brûlage peut servir de mesure de contrôle indépendante ou de mesure de soutien dans les systèmes de récupération de l'énergie. Les systèmes de récupération de l'énergie qui ne peuvent pas utiliser tout le combustible du méthane doivent

parfois recourir au brûlage du flux de manière intermittente.

Le brûlage peut se faire à l'air libre ou en milieu fermé. Les systèmes de brûlage en milieu fermé permettent de mieux contrôler le flux d'air (oxygène) et de gaz pour permettre une efficacité maximale du procédé de combustion et de réduction des GES. Le brûlage en milieu fermé est préférable sur le plan esthétique; en outre, il est plus simple en ce qui concerne l'entretien et la vérification des émissions et de l'efficacité de son fonctionnement. Cependant, le coût d'un système de brûlage en milieu fermé est parfois de 5 à 10 fois plus élevé que celui d'une unité à l'air libre.

En termes de poids, le niveau de réduction des GES que permettent les systèmes de brûlage est de 87 p. 100 du méthane oxydé. (Le dioxyde de carbone produit par l'oxydation du méthane diminue le potentiel de réduction des GES.) L'efficacité sur le plan du captage des gaz de décharge a également une incidence sur l'efficacité du procédé quant à la réduction. Cette formule permet de diminuer la réduction globale des GES d'environ 30 à 70 p. 100 pour un site donné, et sera influencée par la conception des systèmes de collecte et de confinement des gaz.

Coût estimatif d'immobilisations et d'exploitation des systèmes de brûlage				
(ordre de grandeur uniquement — forte variation d'une décharge à l'autre)				
Capacité de la décharge (Mt)	Coût d'immobilisations	Capital annualisé	Frais annuels d'exploitation	Total des frais annualisés
Moins de 2	100 000 \$	20 000 \$	3 000 \$	23 000 \$
De 2 à 8	150 000 \$	23 000 \$	4 600 \$	27 600 \$
Plus de 8	200 000 \$	35 000 \$	7 000 \$	42 000 \$

Remarque : Exclut le système de collecte.

Source : chiffres basés sur des équations de coûts faites par l'Environmental Protection Agency américaine, ainsi que sur une simplification des hypothèses relatives au débit du méthane provenant des décharges. Voir Hickling, Emcon Associates, *Options for Managing Emissions from Solid Waste Landfills*, Division de la gestion des déchets solides et Direction de la gestion des questions atmosphériques, SPE, Environnement Canada (Ottawa, 1994).

⁷ U.S. Environmental Protection Agency, *Options for Reducing Methane Emissions Internationally, Volume I: Technology Options for Reducing Methane Emissions*, Report to Congress (Washington, juillet 1993).

3.4.2 Utilisation du méthane

Plutôt que de simplement le brûler, on peut se servir du flux de méthane recueilli à même les gaz de décharge comme source d'énergie pour des applications telles que :

- production d'électricité;
- cogénération de vapeur et d'électricité;
- approvisionnement des systèmes de distribution de gaz naturel pour le chauffage;
- méthane comprimé pour le carburant des transports.

Au Canada, il est plus probable de trouver des installations de production d'électricité dans les grandes décharges. Les décharges moyennes ont tendance à utiliser les gaz de décharge pour le chauffage, qu'elles vendent à un usager industriel du voisinage. Dans bien des cas, ces décharges peuvent procéder au brûlage des gaz de décharge si les besoins de la clientèle sont inférieurs au taux de production. Quant aux décharges plus petites, dont le taux de production est généralement inférieur, elles procèdent à peine au brûlage des gaz de décharge, sans la moindre récupération d'énergie. En 1995, environ 40 p. 100 des décharges canadiennes dotées de systèmes de collecte n'exploitaient que des systèmes de brûlage.

3.4.3 Réduction de la production de déchets et de l'enfouissement

La réduction des déchets permet de réduire la quantité de méthane émise par les décharges. Il existe plusieurs moyens de diminuer la production de déchets et l'enfouissement. Une méthode consiste à détourner les produits des déchets organiques qui produisent le méthane pendant la dégradation anaérobie vers des systèmes de compostage municipaux qui captent le méthane. Une autre méthode consiste à accroître le recours à des méthodes d'élimination de substitution, telles que le compostage aérobie et l'incinération de déchets (qui pourraient produire du CO₂ mais des quantités moindres de méthane).

3.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES

L'échange de crédits a été défini comme le programme d'échange de droits d'émission le plus applicable pour les GES rejetés par les décharges. Les petites et les grandes décharges pourraient participer au programme d'échange de crédits. Cependant, les grandes décharges vérifieraient leurs crédits en installant des compteurs (si cela n'est pas déjà fait), tandis que les petites décharges verraient leurs crédits vérifiés par l'application de coefficients d'émission et du modèle accepté de production de gaz de décharge⁸. Comme la quantité de déchets qui est acheminée vers les décharges ne cesse d'augmenter, la préférence irait à un programme d'échange de crédits qui se baserait sur une émission de référence plutôt que sur un critère d'émissions totales de GES. Ceci donnerait aux exploitants des décharges plus de latitude pour continuer à agrandir leurs décharges, tout en prenant des mesures pour obtenir des crédits de réduction d'émissions de GES.

La majorité des émissions de GES (c.-à-d. environ 65 p. 100) proviennent d'un nombre relativement restreint (évalué entre 100 et 200) de décharges au Canada. Le reste des émissions (35 p. 100) est dispersé entre des milliers de sites. Par conséquent, on pourrait contrôler une forte proportion des émissions totales provenant de cette source en surveillant une proportion relativement restreinte de l'ensemble des décharges.

Un grand nombre des sources importantes (c.-à-d. les décharges grandes et moyennes) ont installé des systèmes de captage du méthane, qui permettent d'évaluer de manière assez précise les émissions potentielles et les émissions réelles. D'après le dernier inventaire de GES au Canada, les évaluations d'émissions de GES attribuables à des sources de GES non liées à l'énergie pour les décharges sont parmi les plus précises (représentées selon le degré d'incertitude). Par conséquent, on pourrait faire une projection relativement exacte des émissions futures de GES à partir de cette source, en supposant qu'aucune mesure possible de réduction de GES n'avait été adoptée. Ceci

8 U.S. Environmental Protection Agency, Scholl Canyon Landfill Gas Generation Model.

permettrait d'instaurer un processus selon lequel on pourrait évaluer des crédits relativement exacts pour les mesures prises par exemple (c.-à-d. atténuation des GES) et appliquer ces crédits aux décharges qui prennent ces mesures.

Un programme d'échange de droits d'émission conviendrait également aux décharges, puisque les caractéristiques des décharges au Canada répondent aux critères énonçant les sources appropriées pour un programme d'échange de droits d'émission. En outre, il serait assez facile de vérifier les réductions d'émissions dans les décharges de tailles moyenne et grande. Toutefois, alors qu'un programme d'échange de droits d'émission ne devrait pas être écarté, le programme d'échange de crédits a été considéré comme plus approprié parce qu'il permet d'évaluer de manière précise les crédits pour toute mesure adoptée pour réduire les émissions de GES.

Le programme d'échange de substances a été écarté, parce qu'il n'existe aucune substance qui incarne parfaitement les émissions de GES provenant des décharges. Le candidat naturel serait la quantité de déchets manipulés au cours d'une période donnée. Cependant, les émissions de GES varient beaucoup parmi les divers types de déchets acheminés dans les décharges. Par conséquent, les données relatives à la quantité de déchets ne fourniraient aucune évaluation précise des émissions ou des réductions d'émissions de

GES. Au contraire, il faudrait compiler des données sur les quantités des divers types de déchets acheminés dans les décharges. Cette collecte de données risquerait d'être assez coûteuse et ne produirait toujours pas des chiffres précis sur les émissions de GES.

4. Fermentation entérique

4.1 Source et quantité d'émissions de GES

Au Canada, les bovins de boucherie produisent la majorité des émissions de méthane (CH₄) attribuables à la fermentation entérique. Ceci s'explique par la taille du troupeau et par les taux d'émission élevés par tête comparativement à d'autres animaux d'élevage tels que le porc et le cheval. La volaille produit des quantités négligeables d'émissions de méthane entérique. En 1995, la fermentation entérique représentait au total 725 kilotonnes (kt) d'émissions de méthane (15 225 kt d'équivalent de dioxyde de carbone [CO₂]), soit environ 11 p. 100 de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (GES) non attribuables à la combustion au Canada, et 2,5 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada.

Tendances des émissions de CH₄ provenant du fumier du bétail au Canada		
Année	Émissions de CH₄	Émissions d'éq.-CO₂
	(kt)	(kt)
1990	646	13 566
1991	650	13 650
1992	641	13 461
1993	671	14 091
1994	701	14 721
1995	725	15 225

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

Les animaux d'élevage, qu'il s'agisse des ruminants (p. ex. bovins, ovins) ou des non-ruminants (p. ex. porcs, chevaux) produisent des émissions de méthane. Le méthane est surtout produit par les ruminants, chez qui le métabolisme microbien des éléments nutritifs est la source principale de ce gaz⁹.

4.2 Nature du flux d'émissions de GES

Les sources d'émissions de GES attribuables à la fermentation entérique au Canada se chiffrent par milliers, sinon par millions. Tel que mentionné, les bovins d'élevage sont la source première de ces émissions. En 1995, on comptait à peu près 12,4 millions de bovins d'élevage au Canada. Trois à quatre millions d'entre eux vivent dans des parcs d'engraissement ou sont des nouveaux-nés. Les autres sont des bovins de parcours (dont la gestion est plus difficile et plus coûteuse).

Un grand nombre de facteurs influencent les émissions annuelles de méthane attribuables à la fermentation entérique, notamment la température, le régime alimentaire, l'effectif du troupeau, la taille des animaux, les suppléments alimentaires et les pratiques de gestion

du bétail. Les émissions varient selon l'efficacité avec laquelle les animaux assimilent la nourriture. Elles varient également en fonction de nombreux facteurs, de telle sorte qu'il existe une variation importante entre les divers types d'animaux ou les divers troupeaux de la même espèce.

4.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Environnement Canada applique plusieurs coefficients d'émission, en fonction de la variété de bovin, de porc, etc., pour calculer les émissions de méthane attribuables à la fermentation entérique. Compte tenu de la grande dispersion et du grand nombre de types de sources, les coefficients d'émission sont nécessaires pour évaluer les émissions.

Pour évaluer les réductions futures des émissions de méthane que permettra l'adoption de technologies ou de pratiques de gestion (voir ci-dessous), il faudrait élaborer des coefficients d'émission qui tiennent compte de la réduction des émissions de méthane que l'on peut attribuer à ces technologies ou à ces pratiques de

Population des animaux d'élevage et émissions de GES liées à la fermentation entérique de ces animaux en 1995			
	Population 1995 (millions)	Émissions de CH₄ (kt CH₄)	Émissions de CO₂ (kt éq.-CO₂)
Bovins de boucherie	12,4	563	11 800
Bovins laitiers	1,3	133	2 800
Porcs	11,9	19	400
Moutons, chèvres	0,7	5	100
Chevaux, mulets,	0,4	5	100
Volaille (tous types)	116,1	Nég.	Nég.
Total		725	15 200

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

⁹ A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997), p. 55.

gestion. Par exemple, il faudrait élaborer des coefficients d'émission de méthane pour les bovins d'élevage qui n'ont pas reçu d'injections de stéroïdes, ainsi que pour les bovins d'élevage qui en ont reçu. Les exploitations agricoles ayant adopté la pratique de gestion qui consiste à injecter des stéroïdes pourraient alors obtenir des crédits. Cependant, cette méthode pose des problèmes de vérification.

4.4 Options de réduction des émissions de GES

Les technologies ici présentées qui permettent de réduire la quantité de méthane émis par le bétail comprennent : usage accru de suppléments alimentaires (p. ex. ionophores, antibiotiques), implants de stéroïdes, amélioration de la gestion du bétail et des pratiques d'alimentation et, enfin, bio-ingénierie. Toutes ces technologies et pratiques accroissent la production du lait ou de la viande par rapport à la quantité d'aliments utilisés (ou du temps qu'il faut à chaque animal pour atteindre un âge où son lait ou sa viande sont utilisables) et, ainsi, réduire le méthane.

Le coût de l'application des diverses techniques possibles est difficile à chiffrer, mais les avantages peuvent être substantiels. Dans certains cas, les coûts entraînent un gain financier immédiat pour les producteurs (p. ex. réduction du coût de l'alimentation). Par ailleurs, les

avantages sont parfois atténués par une hausse du coût de la main-d'œuvre, de la terre et du matériel.

4.4.1 Pratiques de gestion

Les pratiques de gestion qui permettent d'accroître le rendement des activités de naissance sont nombreuses. Tous les propriétaires peuvent appliquer, dans une certaine mesure, les programmes de nutrition animale pour accroître la productivité et réduire les émissions de méthane.

Les problèmes de nutrition affaiblissent le taux de gestation (et, ainsi, les pourcentages de sevrage), et permettent encore moins facilement d'avoir des vaches qui puissent vêler à l'âge de 24 mois. Dans le cadre des programmes de production basés sur le fourrage (appliqués dans de nombreuses exploitations de l'Ouest du Canada), les producteurs peuvent améliorer la gestion nutritionnelle par les moyens suivants¹⁰ :

- évaluer l'état du sol (en effectuant les tests appropriés) pour déterminer les besoins en engrais pour leur fourrage;
- évaluer la qualité du fourrage pour déterminer les besoins en éléments nutritifs supplémentaires (minéraux, protéines, etc.);
- éliminer les plantes toxiques qui risquent de nuire à la productivité animale.

On croit que ces techniques de gestion, parmi d'autres

Exemples d'options de réduction des émissions de méthane provenant du bétail	
	Réductions par tête
Bovins laitiers	
Pratiques de gestion qui améliorent la productivité	10 % à 15 %
Utilisation de l'hormone BST pour accroître la production	3 % à 7 %
Bovins de boucherie	
Pratiques de gestion qui améliorent la productivité (améliorer la performance de reproduction du secteur du naissage)	20 % à 35 %
Utilisation des ionophores pour accroître l'indice de consommation	5 % à 15 %
Implants de stéroïdes sur les bovins de parcours	<5 %

Source : Cheminfo Services, *Powering GHG Reductions Through Technology Advancement*, rédigé pour Environnement Canada (Ottawa, 1998).

10 *Ibid.*

(telles que l'insémination artificielle pour assurer des taux de gestation élevés, les soins vétérinaires et les vaccinations), peuvent théoriquement accroître la productivité de 20 à 35 p. 100 et permettre des réductions du même ordre des émissions de GES.

4.4.2 Ionophores

Les ionophores sont des molécules complexes qui peuvent modifier le mouvement des ions à travers les membranes biologiques et, par conséquent, influencer sur le métabolisme de divers microbes. Les ionophores sont intégrés dans l'alimentation des ruminants pour accroître l'indice de consommation (production par unité d'élément nutritif), ainsi que contribuer à la lutte contre les maladies. On estime que de 30 à 40 p. 100 de l'ensemble de la population bovine canadienne consomme déjà des ionophores. Plus de 90 p. 100 des bovins de boucherie qui sont élevés dans les parcs d'engraissement consomment des ionophores. Cependant, les bovins de boucherie élevés en parcours n'utilisent généralement pas d'ionophores. D'après les fournisseurs d'ionophores qui desservent ce secteur, 50 p. 100 des bovins laitiers consomment ce supplément alimentaire.

Les ionophores peuvent réduire les émissions de méthane, quoique la quantité exacte par tête soit difficile à chiffrer et qu'elle dépende de nombreux facteurs. D'après un chercheur canadien, on a observé des réductions de 8 à 10 p. 100 pour le traitement initial aux ionophores¹¹. Les ionophores réduisent les émissions de méthane en accroissant l'indice de consommation et, par conséquent, la productivité globale. Les animaux d'élevage qui sont traités aux ionophores sont plus productifs (c.-à-d. lait, viande), et ce, plus rapidement et avec une alimentation moindre. Ceci se traduit par une réduction des émissions de méthane par quantité unitaire de production.

4.4.3 Hormones et stéroïdes

La somatotropine bovine (BST) est une hormone de croissance naturelle que l'on trouve chez les bovins. Au cours des dernières décennies, la capacité de synthétiser cette hormone à l'aide des techniques de l'ADN recombinant a accru la disponibilité de ce produit et en a baissé le prix. D'après certaines études, les injections de BST sur les vaches laitières en lactation peuvent accroître la production du lait et diminuer les émissions de méthane de près de 10 p. 100¹².

Les stéroïdes anabolisants sont efficaces quand il s'agit d'accroître le taux de prise de poids et d'améliorer l'indice de consommation chez les bovins de boucherie. On implante souvent des petites pastilles de stéroïdes sous la peau de l'oreille de l'animal. Ces implants accroissent le taux de prise de poids de 10 à 15 p. 100 et améliorent l'indice de consommation de 5 à 10 p. 100¹³. En conséquence, les animaux produisent moins de méthane au cours de leur vie. Une forte proportion (pouvant atteindre 80 p. 100) des bovins de boucherie vivant dans les parcs d'engraissement, surtout dans l'Ouest du Canada, sont déjà traités aux stéroïdes. La proportion des bovins de parcours ou des bovins élevés dans des petites exploitations qui sont traités aux stéroïdes n'est pas chiffrée avec précision, quoiqu'on l'évalue comme étant beaucoup plus basse.

4.4.4 Bio-ingénierie

La bio-ingénierie comporte l'application de la biotechnologie à l'élevage du bétail avec un meilleur rendement de production par unité d'éléments nutritifs consommés. Les innovations possibles dans le domaine de la biotechnologie qui permettent d'accroître le rendement tout en réduisant les émissions de méthane sont légion. Elles consistent dans le jumelage, la manipulation des microbes du rumen et la manipulation des hormones. Ces pratiques ne sont pas encore très répandues au Canada.

11 Frank D. Sauer, Agriculture Canada, communication personnelle, 12 janvier 1998.

12 U.S. Environmental Protection Agency, *Opportunities to Reduce Methane Emissions in the United States*, Report to Congress, EPA 430-R-93-012 (Washington, octobre 1993).

13 *Ibid.*

4.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES

Un programme d'échange de crédits semble être le choix logique pour les émissions de méthane attribuables à la fermentation entérique au Canada. Ce programme consisterait à élaborer des coefficients d'émission de référence qui seraient appliqués à chaque animal contribuant aux émissions de fermentation entérique au Canada. Il y aurait plusieurs coefficients d'émission qui représenteraient différentes catégories de bétail (p. ex. bovins de boucherie, bovins laitiers, porcs), ainsi que plusieurs variétés à l'intérieur de cette catégorie de bétail (p. ex. taureaux, bouvillons, veaux). Il est à noter que ces coefficients d'émission existent déjà. On pourrait élaborer d'autres coefficients d'émission qui refléteraient la réduction des émissions de méthane (c.-à-d. fermentation entérique) de certains animaux après l'application de technologies ou de pratiques particulières de meilleure gestion (voir ci-dessus). Les agriculteurs qui appliqueraient ces technologies ou pratiques de meilleure gestion obtiendraient des crédits. Avant d'obtenir des crédits, les agriculteurs devraient prouver qu'ils ont appliqué ces technologies ou pratiques de meilleure gestion. Les agriculteurs recevraient des crédits au point de vente, là où le bétail est vendu à l'abattoir ou à un autre exploitant.

On recommande que le critère servant à déterminer les crédits futurs soit fixé en tant que taux d'émission de méthane et non pas selon les émissions totales de méthane provenant de l'animal. Par exemple, la fermentation entérique d'une vache laitière servirait de taux d'émission de référence de 500 kg par an de méthane. L'application de diverses technologies ou pratiques de meilleure gestion pourrait produire un taux d'émission de 95 kg par an de méthane. Par conséquent, au point de vente, l'éleveur obtiendrait un crédit de 10 kg par an de méthane. Il est à noter que c'est là un exemple simpliste de la manière dont le système fonctionnerait.

En ce qui concerne les critères qui s'appliqueraient à un programme d'échange de crédits, on pourrait évaluer les émissions réelles de fermentation entérique de manière

assez précise en appliquant des coefficients d'émission pour l'ensemble des animaux d'élevage qui contribuent à ces émissions. D'après Environnement Canada, le degré d'incertitude pour l'ensemble de ces émissions est de plus ou moins 20 p. 100. En outre, Statistique Canada élabore des statistiques pour la population du bétail qui pourraient servir de données de base sur le nombre de vaches, de bovins et d'autres animaux d'élevage qui contribuent aux émissions liées à la fermentation entérique.

Les agriculteurs disposent d'une vaste panoplie de technologies ou de pratiques de meilleure gestion qui peuvent servir à réduire les émissions de méthane attribuables à la fermentation entérique. On a déjà calculé la réduction d'émissions que permettraient ces pratiques et technologies. Cependant, il faudrait pouvoir vérifier d'une manière ou d'une autre l'application de ces pratiques ou technologies pour déterminer s'il faudrait attribuer des crédits. Ceci serait peut-être difficile à réaliser, compte tenu du grand nombre d'exploitations agricoles au Canada. Les émissions de référence du méthane pourraient facilement être évaluées là où ces pratiques ne sont pas appliquées.

Ce système d'échange de crédits pose un problème majeur, à savoir le grand nombre de sources où les pratiques ou technologies pourraient s'appliquer et où les crédits devraient être distribués. Si l'on n'inclut que les grandes exploitations agricoles dans le programme, cela ne résoudrait pas le problème, puisqu'il y a des centaines ou des milliers (selon la manière dont on les définit) de grandes exploitations.

Un autre système consisterait à accorder aux usines d'emballage de viande et aux exploitations laitières des permis pour l'ensemble des animaux ou du lait achetés. Ceci réduirait le nombre d'entités du système, mais entraînerait une autre complication, à savoir que le commerce extérieur échapperait à ce système. Par exemple, les bovins sur pied élevés au Canada pourraient être exportés aux États-Unis en échappant au contrôle d'un permis, tandis que les bovins élevés aux États-Unis pourraient être achetés par une usine d'emballage de viande et faire l'objet d'une exemption.

L'échange de substances n'a pas été considéré comme approprié pour les émissions de GES liées à la

fermentation entérique, du fait qu'aucune substance n'incarne bien les émissions réelles de GES. Un programme d'échange de droits d'émission a également été écarté, puisque le nombre de sources auxquelles il faudrait accorder des droits d'émission serait prohibitif. On croit que la mise en place d'un programme d'échange de crédits simplifierait le système de comptabilisation qui s'appliquerait au programme d'échange de droits d'émission.

5. Production d'acide adipique

5.1 Source et quantité d'émissions de GES

L'oxyde nitreux (N₂O) est un dérivé important de la production d'acide adipique. L'acide adipique (COOH[CH₂]₄COOH), diacide à 6 carbones, est un intermédiaire réactionnel important qui sert à la fabrication des fibres de nylon et des résines, des plastifiants et d'autres plastiques. Au Canada, une seule usine de produits chimiques industriels fabrique l'acide adipique.

En 1995, la production d'acide adipique représentait 35 kilotonnes (kt) d'émissions de N₂O (10 850 kt d'équivalent dioxyde de carbone [CO₂]), soit environ 8 p. 100 de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (GES) non attribuables à la combustion et 1,8 p. 100 de l'ensemble des émissions canadiennes de GES. En 1995, c'était la plus grosse source d'émissions d'oxyde nitreux,

représentant environ 34 p. 100 de l'ensemble des émissions d'oxyde nitreux au Canada. De 1990 à 1995, les émissions d'oxyde nitreux liées à la fabrication d'acide adipique étaient évaluées entre 29 kt et 35 kt par an, en se basant directement sur les taux de production d'acide adipique. En 1997, la technologie antipollution a été appliquée au flux d'émissions d'oxyde nitreux, ce qui a permis de réduire les émissions à un niveau évalué à moins de 5 kt par an.

Il n'y a qu'une usine d'acide adipique au Canada, l'usine DuPont Canada à Maitland (Ontario). Cette usine a une capacité de production d'environ 136 kt par an; c'est la plus petite des trois usines que DuPont exploite en Amérique du Nord¹⁴. L'usine de Maitland représente moins de 15 p. 100 de l'ensemble de la production nord-américaine qui se chiffre à 1 000 kt par an. La production nord-américaine d'acide adipique représente environ 45 p. 100 de la production mondiale. Le nombre de fabricants d'acide adipique au monde est restreint. Solutia et Allied Signal exploitent les deux seules autres usines d'acide adipique en Amérique du Nord.

5.2 Nature du flux d'émissions de GES

L'acide adipique est produit par une oxydation en deux étapes de la matière première, le cyclohexane (C₆H₁₂). L'oxyde nitreux est produit sous forme de dérivé au cours de la deuxième étape de ce procédé d'oxydation. Les gaz d'oxyde nitreux sont extraits des produits de l'oxydation et s'échappent par une seule source ponctuelle. La quantité d'oxyde nitreux produite au

Émissions d'oxyde nitreux (1990-2000)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000
Émissions de N ₂ O (kt)	34,6	32,3	32,1	29,3	35,4	34,6	5,0
Émissions de N ₂ O (kt éq.-CO ₂)	10 718	10 000	9 951	9 080	10 968	10 726	1 550
Production d'acide adipique (kt)	97,4	103,4	107,0	98,0	118,0	111,5	136,4
Ratio acide adipique/N ₂ O	0,35	0,31	0,30	0,30	0,30	0,31	0,04

Source : DuPont Canada, *VCR Progress Report*, 24 septembre 1996.

¹⁴ D'autres usines sont implantées à Victoria, Texas (318 kt/an) et à Orange, Texas (181 kt/an).

cours de la réaction d'oxydation de l'acide nitrique est proportionnelle au volume de production de l'acide adipique à des niveaux qui se situent en général autour de 30 p. 100. En 1995, l'usine de Maitland a produit environ 35 kt par an d'oxyde nitreux sous forme de dérivés de la production d'environ 112 kt par an d'acide adipique.

La fabrication de l'acide adipique est la plus grosse source industrielle d'émissions d'oxyde nitreux, puisque l'oxyde nitreux est un dérivé important de la réaction d'oxydation. L'autre source industrielle d'émissions d'oxyde nitreux est la production d'acide nitrique, dont on traitera dans le chapitre suivant. Dans la production d'acide nitrique, les émissions d'oxyde nitreux à partir de sources ponctuelles individuelles sont des dérivés minimes et les volumes sont beaucoup moins importants.

5.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Les émissions d'oxyde nitreux de l'usine d'acide adipique proviennent d'une source ponctuelle à la sortie de l'installation de réduction catalytique. Les émissions sont calculées selon les mesures de concentration d'oxyde nitreux dans le flux gazeux et dans le débit gazeux, qui sont tous deux faciles à mesurer. La réduction des émissions d'oxyde nitreux se mesure par la différence entre les concentrations d'oxyde nitreux à l'entrée et à la sortie de l'équipement de réduction. Les variations qui se produisent dans le procédé ou dans la technologie de réduction ne sont pas connues. Les calculs doivent tenir compte du temps pendant lequel la technologie de réduction est fermée ou ne fonctionne pas à plein régime, puisque les émissions ne sont pas contrôlées pendant ces périodes.

5.4 Options de réduction des émissions de GES

Il y a deux traitements possibles des émissions d'oxyde nitreux qui proviennent des usines de production d'acide adipique. Le premier consiste à reconvertir l'oxyde nitreux en acide nitrique (oxydation). Quant au deuxième, il consiste à en faire la réduction catalytique en gaz inerte d'azote et d'oxygène. DuPont a retenu la deuxième méthode pour ses trois usines nord-américaines d'acide adipique, et cette méthode est décrite ci-dessous. On n'a trouvé aucune information applicable aux usines d'acide adipique pour la première méthode de traitement.

En août 1997, DuPont a mis sur pied une unité de réduction catalytique (CAI) de 15 millions de dollars pour traiter le flux de gaz d'oxyde nitreux émis. La CAI de DuPont recourt à la technologie de la réduction catalytique pour convertir les gaz d'oxyde nitreux en gaz inertes d'azote dans des conditions d'exploitation spécifiées. La technologie catalytique est nouvelle et propre aux gaz d'oxyde nitreux. Elle a été développée pour DuPont au début des années 1990 par Engelhard, grand fournisseur de technologies de lutte contre la pollution et de technologies catalytiques.

La réduction prévue des émissions d'oxyde nitreux est d'environ 80 à 90 p. 100 au cours de la première année (1997), et l'on s'attend à des niveaux plus élevés d'utilisation au cours des deuxième et troisième années. D'après DuPont, l'installation fonctionne bien et répond aux attentes. La technologie de réduction est censée offrir un pourcentage d'efficacité de réduction qui est supérieur à 90 p. 100 lorsqu'elle s'applique en permanence. Comme l'unité vient tout juste d'ouvrir, il y a parfois des temps morts. Par exemple, l'unité de réduction ne peut pas fonctionner pendant les périodes occasionnelles d'ouverture et de fermeture de l'usine d'acide adipique. D'autres problèmes mécaniques exigent aussi de courtes périodes de fermeture à des fins d'entretien. Au fur et à mesure de l'expérience acquise, DuPont a l'intention d'accroître le temps exploitable au-delà de 90 p. 100 au cours des prochaines années¹⁵.

15 Steve Lauridsen, DuPont Canada Ltd., communication personnelle, 20 février 1998.

DuPont résume son succès dans la réduction de l'oxyde nitreux comme suit :

À plus long terme, nous comptons atteindre une réduction de 95 p. 100, pour que, d'ici à l'an 2000 et au-delà, nous ayons dépassé le cap de nos engagements antérieurs. Il faut néanmoins signaler que la croissance de l'entreprise se traduira par une hausse de la production d'acide adipique, et que, par conséquent, la réduction de 95 p. 100 affichera des taux croissants d'oxyde nitrique après 1998-1999¹⁶.

5.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES

Comme les émissions d'oxyde nitreux sont issues du procédé de fabrication industrielle et non pas de l'achat de substances, un programme d'échange de quotas n'est pas applicable dans cette situation. Il n'existe qu'une source ponctuelle d'émissions d'oxyde nitreux liées à l'acide adipique; les émissions sont faciles à mesurer et à calculer avec précision. Ces émissions ont déjà été beaucoup réduites par rapport aux niveaux de 1990 et 1995, et l'on croit possible d'aller encore plus loin dans ce sens. Cependant, la croissance de la production due à l'activité industrielle risque de grossir le volume total d'émissions d'oxyde nitreux au fil du temps. Les deux programmes qui pourraient être envisagés sont les programmes d'échange de droits d'émission et les programmes d'échange de crédits. Un programme d'échange pour l'acide adipique devrait s'inscrire dans un système plus vaste d'échange de droits d'émission, puisqu'il n'existe qu'une source d'acide adipique au Canada.

Un programme d'échange de droits d'émission comporterait un quota annuel pour les émissions d'oxyde nitreux. S'il est fixé aux niveaux actuels d'émissions d'oxyde nitreux, il n'y aurait peut-être pas beaucoup de place pour d'autres réductions de la pollution, et il faudrait peut-être ajuster le quota à la hausse pour tenir compte des émissions plus importantes provenant de l'activité industrielle. Pour

DuPont, il se pourrait que l'on doive fixer le quota à un niveau supérieur aux émissions actuelles pour tenir compte de la croissance de l'entreprise.

DuPont voudrait peut-être recevoir des crédits pour ses mesures de réduction et favoriserait peut-être un programme d'échange de crédits basé sur des réductions absolues à partir d'une émission de référence basée sur les niveaux de 1990. Cette solution serait source de profits annuels substantiels pour l'entreprise. Si l'émission de référence était fixée aux niveaux actuels (après la réduction), DuPont ne recevrait aucun crédit pour ses mesures de réduction; un système de crédit basé sur les taux conviendrait mieux. Dans ce système, un niveau de référence de X tonnes d'oxyde nitreux par tonne d'acide adipique produit inciterait DuPont à réduire au minimum le temps mort de son équipement de réduction très efficace, tout en permettant la croissance.

6. Usages non différenciés du pétrole à des fins non énergétiques

6.1 Source et quantité d'émissions de GES

Le présent chapitre examine brièvement les sources industrielles possibles où les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) sont censées provenir des utilisations non liées à l'énergie des produits pétroliers de base. L'information relative à ce sujet est entourée d'une telle incertitude qu'il n'existe aucune évaluation de la pertinence des programmes d'échange.

Les produits pétroliers servent de matière première dans la production de plusieurs produits dérivés. Certains de ces produits piègent complètement le carbone que contiennent les produits pétroliers (ex. : plastique, caoutchouc, résines), tandis que certaines utilisations finales des produits pétroliers rejettent du dioxyde de carbone lors de la production ou plus tard au cours du cycle de vie du produit par la voie de la combustion.

¹⁶ DuPont Canada Ltd., VCR Progress Report, 24 septembre 1996.

En 1995, Environnement Canada estimait que les utilisations non différenciées et non liées à l'énergie des produits pétroliers constituaient au total 10 000 kilotonnes (kt) des émissions de dioxyde de carbone. Cette évaluation représente environ 7 p. 100 des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) non attribuables à la combustion au Canada, ainsi que 1,6 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES canadiennes. Ce calcul exclut les émissions nettes de dioxyde de carbone liées à la fabrication de l'ammoniac à l'aide du méthane, qui a été traité comme source industrielle séparée. La fabrication de l'ammoniac sera étudiée dans un autre chapitre du présent document.

Environnement Canada a examiné les données non liées à l'énergie pour plusieurs produits pétroliers, données qui proviennent de Statistique Canada. Les principaux produits pétroliers pour lesquels il existait des données non liées à l'énergie comprenaient le gaz naturel servant de charge d'alimentation, le charbon et le coke, ainsi que le gaz de pétrole liquéfié (G.P.L.) de l'éthane, du propane et du butane. Comme on ne connaissait pas bien l'utilisation finale détaillée de ces produits, Environnement Canada a recouru à plusieurs hypothèses de simplification sur le degré de piégeage du carbone dans l'utilisation finale du cycle de vie. Les pourcentages suivants illustrent des hypothèses relatives à la portion de carbone contenue dans les émissions de pétrole non liés à l'énergie qui ont été rejetées sous forme de dioxyde de carbone : pour les utilisations du gaz naturel non liées à l'énergie, 67 p. 100, pour les G.P.L., 20 p. 100 et, pour le charbon et le coke, 100 p. 100¹⁷.

D'après les données de Statistique Canada fournies par Environnement Canada, Cheminfo suppose que ces deux domaines représentent la majorité des émissions de GES liées aux utilisations non différenciées du pétrole qui ne sont pas d'origine énergétique :

- utilisation des liquides du gaz naturel et des charges fraîches de liquide à base de pétrole brut pour la production de l'éthylène et de coproduits (c.-à-d. propylène, butadiène, etc.) dans les grandes usines;

- utilisation du gaz naturel — méthane — surtout pour la production du méthanol et des produits dérivés.

6.2 Nature du flux d'émissions de GES

On suppose que 20 p. 100 du carbone contenu dans les charges de liquide de gaz naturel pour les usines d'éthylène est finalement émis sous forme de dioxyde de carbone au cours de la production, alors que 80 p. 100 est piégé sous la forme de produits dérivés de l'éthylène (polyéthylène, polystyrène et éthylèneglycol, qui servent à fabriquer des tissus en polyester). Les deux sources les plus probables de dioxyde de carbone sont : (1) la combustion du coke à partir des tubes-foyers; (2) la combustion du gaz combustible, qui est un produit dérivé de la réaction de l'éthylène.

En ce qui concerne le gaz naturel, on suppose que 67 p. 100 du carbone contenu dans le gaz naturel est finalement émis sous forme de dioxyde de carbone à partir de la combustion du méthanol. Une partie du carbone contenu dans le méthanol est piégée dans la résine de formaldéhyde, qui est un des principaux produits dérivés du méthanol utilisé dans la fabrication des panneaux.

Les usines pétrochimiques du Canada, qui sont actuellement au nombre de 150 environ¹⁸, sont concentrées dans trois provinces. Ce total comprend la production primaire de produits pétrochimiques, ainsi qu'un grand nombre d'usines secondaires plus petites qui participent à la production des polymères et des produits intermédiaires dérivés. À peu près la moitié de toutes ces usines sont concentrées dans l'Ontario. La plupart des entreprises ontariennes se situent près de Sarnia, où se trouvent à la fois des raffineries de pétrole et des terminaux de pipelines pour le gaz naturel et ses produits liquides dérivés (liquides du gaz naturel). En Alberta, l'industrie pétrochimique naissante est presque exclusivement basée sur le gaz naturel. Quant au Québec, il a des usines dans la région de Montréal ainsi

17 Environnement Canada, *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997), p. 46.

18 Cheminfo Services, *Industry Profile 1996-97 Petrochemicals*, rédigé pour Statistique Canada (Ottawa, avril 1997).

qu'en aval, à Bécancour. Leurs matières premières principales sont surtout dérivées des charges fraîches à base de pétrole brut. Une usine de méthanol située à Kitimat, en Colombie Britannique, est la plus grande usine qui n'exerce pas ses activités dans les provinces mentionnées ci-dessus.

Au Canada, l'éthylène, produit à quatre endroits différents, est utilisé dans les usines du voisinage pour fabriquer des produits dérivés intermédiaires qui peuvent être transportés dans le monde entier. Les principaux produits finaux dérivés de l'industrie sont les polymères tels que le polyéthylène, le polypropylène, le polychlorure de vinyle et les résines styréniques. Le caoutchouc synthétique et d'autres polymères qui servent à la fabrication des fibres synthétiques, des peintures et des revêtements, des encres d'imprimerie et des produits adhésifs sont également des produits du secteur pétrochimique canadien. L'éthylène sert également à fabriquer l'oxyde d'éthylène (qui est surtout converti en éthylèneglycol), le dichlorure d'éthylène et plusieurs autres produits intermédiaires.

6.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

D'après Environnement Canada, le degré d'incertitude qui entoure ces évaluations d'émissions non liées à

l'énergie d'utilisations non différenciées et non attribuables à l'énergie de produits pétroliers se situe autour de 30 p. 100. La méthode appliquée par Environnement Canada pour évaluer les émissions de GES à partir de cette source s'appuie sur l'application de coefficients généraux d'émission (tels que décrits ci-dessus). Si l'on veut que les réductions d'émissions soient créditées à des fins d'échange de droits d'émission, il faudra des méthodes d'évaluation des émissions beaucoup plus précises pour ce secteur. Les coefficients d'émission qui s'appliquent actuellement sont peut-être trop généraux pour être acceptables comme modes de calcul vérifiables des réductions d'émissions. La possibilité de vérifier les cheminées dans les usines pétrochimiques pose problème, puisqu'il existe parfois des centaines de sources ponctuelles d'émissions dans ces installations. Par conséquent, il faudra faire des recherches plus poussées pour mettre au point des coefficients d'émission appropriés qui s'appliquent précisément aux principaux produits pétrochimiques qui émettent le dioxyde de carbone.

Le nombre de participants du secteur pétrochimique canadien se prêterait à l'échange de droits d'émission. Ceci est particulièrement vrai si l'on tient compte du fait que les principales sources de crédits d'émission se trouvent probablement concentrées dans un petit nombre d'entreprises (p. ex. producteurs d'éthylène qui n'utilisent pas l'éthane comme charge fraîche, et producteurs de l'éthanol).

Principaux producteurs de liquides de gaz naturel et de produits pétrochimiques à base de pétrole brut		
Entreprises	Lieu	Principaux produits
Novacor Chimie	Joffre (Alberta)	Éthylène, polyéthylène
Novacor Chimie	Corunna (Ontario)	Éthylène, polyéthylène, propylène, styrène
Compagnie pétrolière impériale Ltée	Sarnia (Ontario)	Éthylène, polyéthylène
Petromont Inc.	Varenes (Québec)	Éthylène, polyéthylène
Dow Chemical Canada	Fort Saskatchewan (Alberta)	Éthylène, polyéthylène, oxyde d'éthylène, glycol, monomère de chlorure de vinyle, dichloroéthane

Source : Cheminfo Services.

6.4 Options de réduction des émissions de GES

Les technologies visant à réduire les émissions de GES provenant du secteur pétrochimique qui sont analysées dans le présent rapport comprennent :

- charges fraîches alternatives pour l'éthylène produit par les liquides du gaz naturel de l'éthane, du propane et du butane;
- additifs anti-cokéfiants pour la production de l'éthylène à partir des liquides du gaz naturel;
- production accrue du méthanol à l'aide de l'hydrogène et du dioxyde de carbone disponibles.

6.4.1 Autres charges fraîches d'éthylène

En général, les producteurs d'éthylène tentent de réduire au minimum les frais d'exploitation et d'accroître au maximum la production d'éthylène. La charge fraîche d'éthane offre le meilleur ratio de production d'éthylène - production de dioxyde de carbone. Parmi les charges fraîches commerciales disponibles, c'est l'éthane qui consomme le moins d'énergie par quantité unitaire d'éthylène fabriqué. Le naphte et d'autres charges fraîches de liquide à base de pétrole brut (p.ex. gasoil) sont ceux qui consomment le plus d'énergie pour la production des produits pétrochimiques.

Environ 80 p. 100 de l'éthylène fabriqué au Canada se fait par craquage de l'éthane. Tout l'éthylène produit en Alberta fait appel à l'éthane. Seules les usines

Rapport entre l'éthylène produit et les émissions de CO₂ (CO₂ provenant de la combustion de méthane produit à l'interne uniquement)

Charges fraîches pétrochimiques	Ratio éthylène-CO ₂ *
Éthane	3,45
Propane	0,52
Naphte	0,88

Notes : * ratios approximatifs (varient selon les conditions réelles d'exploitation de l'usine); C2 = éthylène.

Source : Cheminfo Services.

pétrochimiques de l'Est du Canada recourent partiellement au propane, au butane et à des charges fraîches à base de liquides du pétrole brut tels que le gasoil et le naphte pour fabriquer l'éthylène. Dans le passé, l'éthane, qui était le plus souvent produit dans l'Ouest du Canada, n'était pas accessible aux usines pétrochimiques de l'Est du Canada. Les producteurs d'éthylène de l'Ontario (Compagnie pétrolière impériale Ltée à Sarnia et Novacor Chimie à Corunna) ont réussi à se procurer de l'éthane auprès de plusieurs sources et ont accru leur utilisation de cette charge fraîche au fil du temps. Cependant, le Québec n'est toujours pas desservi par un pipeline destiné à approvisionner l'Ouest en éthane. Par conséquent, l'usine de Péromont à Varennes, au Québec, continue à compter surtout sur les charges fraîches de propane, de butane et de naphte.

La substitution du propane, du naphte et du gasoil à base de pétrole brut par l'éthane peut entraîner une réduction de 30 à 40 p. 100, soit environ 500 kt, des émissions de dioxyde de carbone (uniquement liées à la combustion du méthane produit à l'interne) par les usines pétrochimiques d'éthylène. Un facteur technique dont il faut tenir compte est la capacité des unités d'exploitation de s'adapter à l'éthane, outre le ratio propre aux coproduits fabriqués. Les usines sont généralement conçues pour traiter une gamme restreinte de charges fraîches. Par conséquent, il faudra peut-être apporter des modifications coûteuses à de gros équipements tels que fournaies, colonnes de distillation et compresseurs.

Le coût de la réduction des émissions de dioxyde de carbone par la conversion du propane et des charges fraîches à base de pétrole brut (naphte et gasoil) peut varier beaucoup pour plusieurs raisons majeures. Un facteur essentiel est la variabilité du prix des charges fraîches et de la valeur des coproduits (c.-à-d. propylène, butadiène, etc.). Ainsi, selon le cas, la réduction des émissions de dioxyde de carbone dans ce domaine peut entraîner des frais d'exploitation de 100 \$ par tonne de dioxyde de carbone, ou un profit de 20 \$ par tonne de dioxyde de carbone, ou plus encore. Ces coûts ne tiennent pas compte des frais d'immobilisations causés par les modifications à apporter à l'usine ou à la construction d'infrastructures de pipelines pour livrer

l'éthane au Québec. Ces frais exceptionnels peut se chiffrer entre 100 et 200 millions de dollars pour les modifications de la fournaise et pour les changements de traitement en aval.

6.4.2 Additifs anti-cokéfiants

Le coke, qui est en fait du carbone, se forme sur la paroi interne des tubes-foyers à cause des réactions de craquage qui ont lieu au cours de la production de l'éthylène. Au fur et à mesure que le coke s'accumule, l'efficacité de la réaction (en ce qui concerne le besoin énergétique par quantité unitaire de production) diminue. Les tubes-foyers dans les usines d'éthylène doivent être décokéfiés. L'intervalle qui s'écoule entre chaque opération de décokéfiage peut aller de 20 à plus de 100 jours selon le type de charge fraîche, selon le type de fournaise, l'utilisation d'agents décokéfiants et, enfin, selon certains facteurs d'exploitation.

Les additifs chimiques qui peuvent réduire l'accumulation de coke sont des mélanges particuliers qui minimisent la réaction de dégradation qui transforme les molécules des charges fraîches en carbone (C). Ils sont intégrés dans la charge fraîche en quantités minimales, généralement en concentrations de milligrammes par litre. En réduisant la quantité de l'accumulation de coke sur les tubes-foyers d'éthylène, l'utilisation d'additifs prolonge généralement la durée d'utilisation des fournaises de 5 à 50 p. 100. Les émissions de dioxyde de carbone, produites par la combustion périodique de cette accumulation de coke sur les tubes, sont réduites dans des proportions comparables.

La plupart des producteurs pétrochimiques se servent déjà d'additifs anti-cokéfiants pour prolonger la durée d'utilisation des fournaises. Cependant, on est en train de mettre au point de nouveaux systèmes d'additifs chimiques qui améliorent légèrement la capacité anti-cokéfiante et, par conséquent, la réduction des émissions de dioxyde de carbone. Le niveau de réduction des émissions de dioxyde de carbone que cette technologie permet d'atteindre ne serait, d'après les évaluations, que de 5 à 20 p. 100 (du CO₂ provenant des activités de décokéfiage). Ceci équivaut à moins de 1 p. 100 des émissions totales de dioxyde de carbone qui proviennent des sources pétrochimiques.

6.4.3 Hausse de la production de méthanol à l'aide de l'hydrogène et du dioxyde de carbone

Le méthanol est un produit chimique de base issu de la réaction de l'hydrogène avec le monoxyde ou le dioxyde de carbone. La hausse de la production du méthanol à l'aide du dioxyde de carbone ne se traduit pas nécessairement par une réduction des émissions de dioxyde de carbone. Le problème est que l'hydrogène est nécessaire pour la réaction, et qu'il est souvent dérivé du reformage du méthane à la vapeur, qui utilise l'énergie et produit du dioxyde de carbone. Il faudra effectuer des recherches plus poussées sur la présence du méthanol et d'autres complexes pétrochimiques si l'on veut mieux définir les utilisations énergétiques et stoechiométriques (qui produisent le dioxyde de carbone) de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. En assortissant l'hydrogène disponible (c.-à-d. lorsque l'hydrogène sert de combustible) avec les sources de dioxyde de carbone pour la production du méthanol, on peut réduire les émissions.

Capacité canadienne de production de méthanol		
Entreprise	Lieu	1995 (kt)
Methanex	Medicine Hat (Alberta)	1 120
Methanex	Kitimat (Colombie-Britannique)	500
Celanese Canada	Edmonton (Alberta)	780
Celanese Canada	Millhaven (Ontario)	5
Capacité totale		2 405

Source : Camford Information Services, *Industry Profile for Methanol* (Toronto, 1996).

6.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES

Le présent rapport ne traite pas de l'opportunité des utilisations non différenciées du pétrole à des fins autres que l'énergie pour un programme d'échange de droits d'émission de GES. Environnement Canada n'a pas

assez d'informations sur les sources de ces émissions et ne sait pas avec assez de certitude dans quelle mesure les émissions existent bel et bien pour évaluer si elles se prêtent à divers programmes d'échange. Le présent chapitre a été ajouté aux fins de dresser un tableau général de ce volet de l'inventaire de GES de 1995.

Un document séparé, en cours de rédaction pour la TRNEE, portera sur l'utilisation des charges fraîches et sur les applications à un programme d'échange de droits d'émission. En outre, les aspects énergétiques qui entrent en ligne de compte dans les utilisations non différenciées à des fins autres que l'énergie des produits pétroliers sont abordés dans les différents documents préparés pour la TRNEE sur les émissions de GES d'origine énergétique.

7. Aluminerie

7.1 Source et quantité d'émissions de GES

Deux émissions différentes de gaz à effet de serre (GES) proviennent de l'anode dans les creusets de l'industrie de l'aluminium primaire. En 1995, on a évalué que la combustion d'anodes de carbone émettait 3 600 kilotonnes (kt) par an de dioxyde de carbone (CO₂) et qu'une autre quantité de 6 000 kt par an d'équivalent-

CO₂ a été émise sous la forme d'environ 880 tonnes d'hydrocarbures perfluorés (PFC) qui se sont formés au cours de phénomènes dits effets d'anodes. Ensemble, ces GES provenant de la fusion de l'aluminium représentaient 9 600 kt d'équivalent-CO₂, soit 7 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES non attribuables à la combustion, et environ 1,6 p. 100 de l'ensemble des émissions canadiennes de GES.

On a observé une hausse de 33 p. 100 des émissions par rapport aux niveaux de 1990. La croissance de la production d'aluminium a entraîné une hausse de la consommation totale d'anode, alors que les mesures de réduction des taux de consommation de l'anode ont partiellement compensé la hausse des émissions. Les efforts visant à renouveler les vieilles technologies par la voie du remplacement des immobilisations continueront à diminuer les taux de consommation moyenne d'anode au cours des 15 prochaines années. Toutefois, la hausse de la production due à la croissance économique et à une hausse relative de la demande en aluminium (en particulier la croissance du secteur automobile et aérospatial) entraîneront probablement une hausse des émissions totales de GES.

Les émissions de PFC (CF₄ et C₂F₆) étaient de 0,88 kt en 1995 (équivalent-CO₂ de 6 000 kt par an, selon le Potentiel de réchauffement du globe [PRG]). En 1995, les émissions étaient à peu près les mêmes qu'en 1990, malgré une période de pointe en 1993 avec un

Émissions de CO₂ et de PFC provenant de l'aluminerie

	Unités	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000
Émissions de CO ₂	kt	2 700	3 000	3 000	3 800	3 600	3 600	4 000
Émissions de PFC	kt éq.-CO ₂	5 700	6 700	6 700	7 800	6 800	6 000	<5 000
Somme des GES	kt éq.-CO ₂	8 400	9 700	9 900	11 600	10 400	9 600	<9 000
Émissions de CF ₄	kt	0,82	0,97	0,97	1,13	0,98	0,80	
Émissions de C ₂ F ₆	kt	0,08	0,10	0,10	0,11	0,10	0,08	
Production d'aluminium	kt	1 567	1 822	1 972	2 309	2 255	2 172	2 400

Notes : Tendances des émissions de CF₄ évaluées à partir de la tendance globale des PFC à l'aide du PRG des CF₄ = 6 500; tendance des émissions de C₂F₆ évaluées à partir de la tendance des CF₄ à l'aide du coefficient de 10 p. 100.

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990 à 1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

Capacité de production de l'aluminium primaire au Canada, 1992			
Entreprises	Lieu	Année de création	Capacité (kt/an)
Société d'électrolyse et de chimie Alcan Ltée	Kitimat (Colombie-Britannique)	1954	272
	Isle-Maligne, Alma (Québec)	Années 1950	73
	Beauharnois (Québec)	Années 1950	48
	Grande Baie (Québec)	1983	180
	Arvida, Jonquière (Québec) : #1	Années 1950	84
	Arvida, Jonquière (Québec) : #2	Années 1960	148
	Laterrière (Québec)	1987	204
	Shawinigan (Québec)	1901	84
Aluminerie de Bécancour	Bécancour (Québec)	1986	360
Société canadienne de métaux Reynolds Ltée	Baie-Comeau (Québec)	1957	400
Aluminerie Luralco Inc.	Deschambault (Québec)	1992	215
Aluminerie Alouette Inc.	Sept-Iles (Québec)	1992	215
Total			2 283

Source : Aluminum Association of Canada, *The Aluminum Industry* (n.d.).

équivalent-CO₂ de 7 800 kt. La tendance se poursuivra probablement à la baisse au fur et à mesure que les alumineries continueront à installer leurs systèmes de régulation des procédés pour contrôler les taux d'alumine et minimiser les effets d'anode.

En 1995, l'industrie canadienne de l'aluminium primaire avait une capacité totale de production de 2,3 millions de tonnes d'aluminium par an, provenant de 11 alumineries exploitées par cinq entreprises. Comme l'énergie électrique est le coût variable le plus important pour l'aluminerie, toutes les alumineries canadiennes sont situées près de sources d'énergie hydroélectrique peu coûteuse. À l'exception de la fonderie Kitimat d'Alcan en Colombie-Britannique, toutes les alumineries se trouvent au Québec.

En 1995, la production d'aluminium primaire au Canada était de 2 172 kt, soit environ 95 p. 100 de la capacité. Environ 40 p. 100 de cette production primaire pure est exportée. Les principales utilisations finales intérieures sont le transport (29 %), l'emballage (23 %) et la construction (19 %).

La société d'électrolyse et de chimie Alcan Ltée, établie à Montréal, exploite 7 des 11 alumineries canadiennes et détient un peu moins de 50 p. 100 de la capacité totale. Alcan a récemment annoncé la création d'une nouvelle aluminerie en l'an 2000, qui remplacera plusieurs vieilles alumineries qui utilisent une technologie désuète. Les quatre autres entreprises sont des filiales ou des coentreprises d'aluminerie américaines ou internationales. Elles exploitent chacune une aluminerie.

7.2 Nature du flux d'émissions de GES

Les émissions du dioxyde de carbone sont produites par la consommation d'anodes en carbone lors de la réduction électrolytique de l'alumine (Al₂O₃) en aluminium élémentaire. Dans une aluminerie, les anodes en carbone sont faites de coke de pétrole finement broyé et mélangé avec du brai pour former une pâte qui est cuite en une anode solide. On élimine l'oxygène de l'alumine (pour laisser l'aluminium

élémentaire) aux anodes en carbone, et cet oxygène réagit avec le carbone pour produire le dioxyde de carbone. Le dioxyde de carbone se dégage de l'anode dans le creuset et il est rejeté dans l'atmosphère. Les anodes en carbone se consomment lentement au cours de ce procédé et doivent être remplacées régulièrement, en général au bout de 20 jours de production.

Le taux minimum théorique de la consommation d'anodes en carbone dans la production d'aluminium a été évalué à 350 kg de carbone par tonne d'aluminium produit. Les alumineries qui utilisent la vieille technologie ont des taux élevés de consommation des anodes en carbone qui vont de 450 kg à 540 kg de carbone par tonne d'aluminium. La plupart des nouvelles alumineries fonctionnent à un taux de consommation allant de 410 kg à 450 kg de carbone par tonne d'aluminium. Avec les meilleures pratiques et technologies qui existent aujourd'hui, l'industrie n'a réussi qu'à atteindre le taux maximal de 400 kg par tonne. Les recherches en cours s'annoncent prometteuses quant au développement de meilleurs procédés qui permettront de combler ce fossé entre la théorie et la pratique.

Les émissions de PFC proviennent des creusets au cours d'effets d'anode irréguliers. Les effets d'anode sont la perturbation du processus de fusion qui se produit par surtension lorsque la concentration d'alumine chute en dessous d'un certain niveau minimum dans le creuset. Au cours de ces phénomènes, la fluorine de la solution de cryolite présente dans le bain électrolytique réagit avec l'anode en carbone pour former le CF_4 et, dans des proportions beaucoup plus restreintes, le C_2F_6 . Ces perturbations sont causées par un mauvais contrôle de l'alimentation, qui permet aux niveaux d'alumine de chuter plus vite qu'ils ne peuvent être réapprovisionnés par la source d'alimentation. Les PFC (CF_4 et C_2F_6) sont émis à partir du creuset sous forme de bulles et sont rejetés dans l'atmosphère.

7.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Aucun des deux GES (CO_2 ou PFC) produits par la fusion de l'aluminium n'est mesuré directement. Les émissions de dioxyde de carbone qui proviennent de la consommation de l'anode en carbone sont calculées en fonction de la quantité de carbone utilisée dans les anodes. Les émissions de PFC sont calculées par la voie de corrélations avec des paramètres d'exploitation mesurés, tels que les niveaux de voltage du creuset et la durée de l'effet d'anode. Ces corrélations ont été élaborées par un bureau de recherche canadien qui a mis au point une méthode de mesure des émissions de PFC. Les calculs indirects du dioxyde de carbone sont d'une grande exactitude, du fait que la mesure directe du carbone est très précise. Les calculs de PFC, même s'ils recourent à des corrélations indirectes, sont également censés être très précis et acceptés par l'industrie.

7.4 Options de réduction des émissions de GES

Les principales options de réduction des émissions de GES comprennent : recherches visant à développer des anodes inertes, remplacement de la vieille technologie des anodes par la technologie d'anode précurtée, et meilleurs systèmes de contrôle de l'alimentation.

7.4.1 Anodes inertes

La production de dioxyde de carbone et de PFC à partir de la consommation des anodes en carbone pourrait être éliminée par l'utilisation d'anodes inertes, également connues sous le nom d'anodes « dimensionnellement stables ». Ce sujet a suscité des recherches particulièrement poussées pour toutes les grandes alumineries au cours des 40 dernières années, sans toutefois marquer de progrès sensibles. Les alumineries doivent encore trouver le bon matériau de substitution : (i) qui ne réagisse pas à l'oxygène produit par l'alumine; (ii) qui demeure insoluble dans le bain de cryolite (Na_3AlF_6); (iii) qui soit extrêmement conducteur et n'entraîne aucune pénalité économique.

Les matériaux les plus prometteurs actuellement à l'étude sont les composites en métal et en céramique qui sont surtout faits d'oxyde de nickel et de ferrite de nickel avec une phase d'équilibre entre le cuivre et le nickel. L'oxyde d'étain a également été étudié.

Le potentiel de réduction des émissions de dioxyde de carbone qu'offre cette technologie est de 100 p. 100 si l'on peut la commercialiser. Un petit nombre d'alumineries internationales mènent des recherches dans ce domaine, mais Alcan se livre actuellement à des recherches pour elle-même.

7.4.2 Remplacement par la technologie de l'anode précurtée

Les vieilles technologies de fusion présentent un taux de consommation de l'anode en carbone plus élevé que les technologies modernes. Les différences s'expliquent par les méthodes de préparation (formation, cuisson) des anodes en carbone et par la complexité des systèmes de contrôle des procédés qui servent pour l'exploitation du creuset. Le remplacement des vieilles technologies par la technologie moderne permettra de réduire légèrement le taux de consommation de l'anode en carbone.

Par exemple, Alcan a annoncé qu'elle est au cœur d'un projet à long terme visant à remplacer toutes les vieilles technologies par une technologie dite « centre-work prebake » (CWPB) à plus haut rendement. Ce projet sera achevé d'ici à 2015. Ce projet de conversion des alumineries fera baisser graduellement le taux moyen de consommation du carbone à des niveaux plus efficaces. En 1982, la consommation moyenne de carbone d'Alcan était d'environ 540 kg par tonne d'aluminium. Ce taux fut réduit à environ 500 kg par tonne d'aluminium en 1995, et l'on s'attend à ce qu'il soit réduit à 400 kg par tonne lorsque les technologies actuelles seront tout à fait opérationnelles dans toutes les alumineries d'ici à 2015.

7.4.3 Amélioration du contrôle des procédés d'alimentation

Les émissions de PFC ne peuvent être réduites que si l'on améliore le contrôle de l'alimentation en alumine à tous les points du procédé pour empêcher la manifestation de phénomènes d'anode. L'amélioration

du contrôle comporte deux éléments principaux. Le premier consiste à changer la technologie de l'aluminerie qui intègre un système d'alimentation remanié comportant un réseau de points d'alimentation plus répartis. Le deuxième consiste dans l'utilisation de systèmes de contrôle des procédés qui soient mieux répartis pour détecter les conditions du bain électrolytique et les ajuster en fonction des technologies existantes de fabrication et de fonctionnement des cuves.

La conversion des anciennes alumineries selon le procédé horizontal Slab Söderberg (HSS) à un système d'alimentation à piquage ponctuel offre un exemple de l'amélioration du système d'alimentation. Dans un exemple d'un procédé typique d'HSS, la croûte qui se forme sur le bain électrolytique est brisée sur le côté toutes les six heures environ, et l'on injecte l'alumine dans le bain. La fréquence de l'injection est faible, et le nombre de points de piquage par cuve est faible. Dans le système moderne de piquage ponctuel, des pistons brisent la croûte du bain à plusieurs endroits pour injecter une petite quantité (1,0-1,5 kg par injection par point) d'alumine à des intervalles beaucoup plus rapprochés. Si l'on ajoute un avertissement supplémentaire en vue de la prise de mesures de neutralisation et si l'on utilise un neuro-ordinateur, on peut alors contrôler séparément chaque point d'alimentation réparti, ce qui permet de mieux contrôler la concentration d'alumine dans l'ensemble du bain. En théorie, avec des neuro-ordinateurs améliorés et un contrôle de l'alimentation réparti, il n'y a aucune limite technique aux réductions de PFC. Dans la pratique, on suppose qu'une réduction de 20 p. 100 est facilement réalisable si l'on améliore les systèmes de contrôle des procédés.

7.5 Opportunité de l'échange de droits d'émission de GES

Dans la fusion de l'aluminium, les émissions des deux GES peuvent être calculées avec un degré raisonnable de précision, à partir de la consommation d'anodes en carbone et de la mesure de paramètres d'exploitation acceptables. Le nombre de sources dans l'industrie qui sont la cause de 100 p. 100 des émissions est

relativement restreint (11 alumineries exploitées par cinq entreprises), et il est donc possible d'établir un contrôle à ce niveau.

L'aluminerie se prêterait bien à un programme d'échange de droits d'émission, si l'on part du principe que les émissions de PFC pourraient être mesurées avec le degré requis de précision. On pourrait établir un niveau absolu pour l'industrie, mais les entreprises seraient quelque peu limitées par le choix de technologies de contrôle existantes. La croissance de la production pourrait augmenter les émissions de GES à un niveau qui dépasse ce que l'on peut contrôler par l'application de technologies de contrôle rentables.

Un programme d'échange de crédits conviendrait également à cette industrie. En ce qui concerne les émissions de dioxyde de carbone, l'industrie applique un critère basé sur un certain taux pour la consommation d'anodes en carbone par tonne d'aluminium produit. Si l'on pouvait établir une émission de référence raisonnable parmi les différents producteurs, ces derniers pourraient alors obtenir des crédits en s'efforçant sans relâche de réduire les taux globaux de consommation d'anodes en carbone à un niveau qui se rapprocherait davantage du minimum théorique. Pour les émissions de PFC, une émission de référence semblable pourrait être établie à partir du taux d'émission de PFC par tonne d'aluminium ou d'un taux absolu d'émission de PFC au cours d'une année de référence.

Un programme d'échange de substances ne conviendrait sans doute pas à cette industrie, parce que les émissions de GES ne proviennent pas directement de substances mesurables. Dans le cas des émissions de dioxyde de carbone, il serait sans doute possible de mesurer le volume de carbone dans les anodes, mais celles-ci sont produites sur les lieux mêmes des alumineries, à partir de deux matériaux achetés qui contiennent des concentrations diverses de carbone. Dans le cas des PFC, les émissions sont produites au cours du procédé et il n'y a aucune corrélation avec la quantité de carbone dans les anodes.

8. Production de chaux et de ciment

8.1 Source et quantité d'émissions de GES

Le dioxyde de carbone est produit par la calcination du calcaire ou d'autres matériaux calcaires. Dans de grands fours à chaux, la calcination décompose thermiquement le carbonate de calcium (CaCO_3) contenu dans le calcaire pour produire de la chaux (CaO) et du dioxyde de carbone (CO_2). Le dioxyde de carbone provient également des hydrocarbures du gaz naturel, du pétrole, du charbon ou des déchets qui servent de sources de combustible pour la calcination, ou qui répondent à d'autres besoins énergétiques associés aux travaux de chantiers. Les émissions totales associées à la calcination du calcaire ont été évaluées à 7 350 kilotonnes (kt) en 1995¹⁹, soit 5 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre (GES) non liées à la combustion, et environ 1 p. 100 de l'ensemble des émissions du Canada.

Les fours à chaux se trouvent chez les fabricants de chaux qui vendent leurs produits ainsi que dans les cimenteries, les usines de pâtes kraft, certaines aciéries et industries du fer qui utilisent la chaux. Les fabricants de chaux qui vendent leurs produits approvisionnent aussi ces utilisateurs industriels ainsi qu'une clientèle plus large.

Cette analyse porte sur les émissions de GES et étudie si plusieurs systèmes d'échange d'émissions conviennent aux cimenteries et à la production de chaux à des fins exclusives de vente. Les 42 usines de pâtes kraft canadiennes fabriquent pratiquement toute la chaux sur place et emploient parfois des combustibles renouvelables (fibres ligneuses) pour une proportion importante de leurs besoins énergétiques. Au sein de l'industrie des pâtes, une partie du carbone contenu dans le dioxyde de carbone émis par la calcination du carbonate de calcium provient de matières premières ligneuses qui servent à fabriquer la pâte. Certaines

19 Ce chiffre exclut 216 kt d'émissions de CO_2 provenant d'une variété d'autres utilisations du calcaire (non quantifiées par le secteur industriel), de même que 64 kt d'émissions de carbonate de sodium provenant du calcaire et utilisé dans la production du verre. Estimations de Revenu Canada.

Émissions des procédés de production de chaux		
1995 (kt CO₂)		
Cimenteries	5 360	63 %
Production de chaux à des fins de vente*	1 990	27 %
Total**		100 %

Remarques : * Comprend la production des producteurs d'acier et de fer qui se servent de la chaux dans leurs procédés propres ainsi que pour le marché de la vente. ** Cette analyse exclut les émissions de GES associées à la production de chaux dans les usines de pâtes et papiers kraft.

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

émissions de dioxyde de carbone et d'émissions liées à l'énergie qui proviennent de la production de la chaux dans les usines de pâtes kraft peuvent également provenir de sources non renouvelables. Une enquête poussée et peut-être dans chaque usine s'impose si l'on veut différencier les sources d'émissions de GES renouvelables et non renouvelables qui sont associées à la production de la chaux. Le meilleur moyen de procéder à cette analyse serait de la faire dans le cadre de l'analyse des émissions de GES et de l'ensemble des émissions liées à l'énergie dans les usines de pâtes, en y intégrant peut-être une analyse du piégeage du carbone et des puits de carbone qui porterait sur l'ensemble du secteur forestier. L'analyse des émissions liées à la production de la chaux dans les usines de pâtes n'est pas entreprise dans le cadre du présent document.

Les fours à chaux sont en activité dans quelque 45 usines au Canada (à l'exclusion des usines de pâtes et papiers). Au Canada, 18 cimenteries sont équipées de fours pour produire de la chaux à des fins internes. Le Canada compte à peu près 17 producteurs de chaux qui vendent leurs produits, et qui exploitent près de 20 usines. La chaux sert dans l'industrie des pâtes et papiers, dans l'industrie du fer et de l'acier, dans les fonderies de métaux non ferreux, dans les raffineries de sucre, dans le traitement des eaux usées, dans le lavage

du gaz et dans d'autres applications diverses. Certaines raffineries de sucre, industries du fer et aciéries, et certaines usines chimiques ont également leurs propres fours à chaux sur place.

8.1.1 Approvisionnement et consommation de chaux à des fins de vente

La production totale du Canada qui provient des fournisseurs de chaux qui vendent leurs produits a été rapportée comme atteignant 2 490 kt en 1996, correspondant à une valeur de 212 millions de dollars. De 50 à 55 p. 100 de la production était en Ontario. Les prix de la chaux varient selon la catégorie et les frais de transport. Le prix de la chaux vive à forte teneur en calcium livré en quantité se situe généralement entre 60 et 80 \$ la tonne. Quant à la chaux éteinte à teneur élevée en calcium, elle peut se vendre à 10 \$ de plus la tonne. Entre les États-Unis et le Canada, la chaux se vend en franchise de droits.

En général, l'industrie marchande de la chaux fonctionne bien en dessous de sa puissance nominale. En 1996, on estime que le taux d'utilisation de la capacité était inférieur à 70 p. 100. Au cours de cette même année, les importations canadiennes n'atteignaient que 37 kt (soit moins de 2 p. 100 de la consommation intérieure), alors que les exportations atteignaient 217 kt, soit environ 8 p. 100 de la production²⁰.

Approvisionnement et consommation de chaux à des fins commerciales	
1996 (kt)	
Production	2 490
Importations	37
Approvisionnement total à des fins commerciales	2 527
Consommation interne	2 310
Exportations	217

Source : Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

²⁰ Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

Producteurs de chaux à des fins de vente

(hormis les usines de pâtes kraft qui en produisent à des fins de consommation interne)

Société	Usines	Capacité (kt)	Provinces
BeachviLime Ltd.	2	710	ON (2)
Greybec Calc Inc.	2	582	QC (2)
Continental Lime*	4	515	MB (2), AB, C.-B.
Steetley Industries	1	345	ON
General Chemicals*	1	292	ON
Algoma Steel *	1	275	ON
Global Stone (Ingersoll) Ltd.	1	225	ON
Koch Minerals	1	200	ON
Havelock Lime, div. de Goldcorp Inc.	1	175	N.-B.
Texada Lime	1	170	C.-B.
Autres producteurs	5	311	
Total	20	3 800	

Remarque : * Utilisation intégrée ainsi qu'approvisionnement à des fins commerciales.

Source : Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

L'utilisation finale la plus importante de la chaux se rapporte à l'industrie de l'acier, où elle sert de fondant pour éliminer les impuretés, pour ajuster les propriétés physiques de l'acier, pour protéger l'équipement des substances acides corrosives et pour fournir une couverture artificielle des scories sur les poches de coulée. La chaux sert également dans la production du papier comme charge d'alimentation pour produire du carbonate de calcium précipité (PCC), charge minérale fine. Dans la construction, la chaux sert souvent à stabiliser les sols et à l'asphaltage. Dans le traitement des eaux, la chaux sert à précipiter la « dureté » de l'eau et offre un alcali bon marché pour ajuster le pH dans les eaux usées.

La production marchande et la consommation intérieure de la chaux sont demeurées à peu près stables au cours des 16 dernières années. La production canadienne, qui était de 2 554 kt en 1980, et de 2 490 kt en 1996, est toujours à peu près la même. De même, la consommation intérieure de chaux à des fins commerciales n'a augmenté que de 5 p. 100 depuis 1980, selon une croissance annuelle moyenne de 0,3 p. 100. Les perspectives à long terme pour l'industrie canadienne de la chaux se présentent comme suit : cette

Consommation de chaux au Canada à des fins de vente

Application	% Utilisation
Fer et acier	50
Pâtes et papiers*	10
Construction	9
Traitement des eaux	9
Raffineries de sucre	4
Toutes les autres utilisations	18

Remarque : * Comprend la production de carbonate de calcium précipité (PCC); exclut la production interne de chaux dans les usines de pâtes pour la caustification.

Source : Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

industrie connaîtra une croissance moyenne annuelle de 0 à 2 p. 100. Cette croissance sera surtout attribuable au traitement des eaux usées, à la désulfuration au gaz de fumée et à la fabrication de charges de papier en PPC. La consommation au sein de l'industrie du fer et de l'acier est censée diminuer à long terme grâce aux progrès suivants : amélioration de l'efficacité, amélioration des catégories de minerai, croissance de

l'utilisation de matériaux de récupération pour l'alimentation de convertisseurs basiques (ce qui permet d'éviter d'utiliser de la chaux), et utilisation croissante de boulettes de minerai de fer fluxé²¹.

8.1.2 Consommation et fournisseurs de ciment

Le ciment Portland est un mélange de produits chimiques inorganiques – surtout de l'oxyde de calcium (chaux), de la silice, de l'alumine (Al₂O₃), du sulfate ferreux et du sulfate de calcium (gypse). On fabrique le ciment Portland en mélangeant du mâchefer et une petite quantité de gypse, qui sert à contrôler le temps de

prise. On fabrique le mâchefer en mélangeant de la chaux avec des matériaux qui contiennent de la silice. La plupart des catégories de ciment Portland contiennent de 60 à 67 p. 100 de chaux par poids.

L'industrie canadienne du ciment a subi une certaine rationalisation au cours de la dernière décennie. Tandis qu'il y a dix ans, 23 usines de production exploitaient près de 50 fours, il y a maintenant près de 18 usines qui font fonctionner 32 fours. La taille moyenne des usines a augmenté, et la capacité totale de l'industrie est demeurée à peu près inchangée au cours des 16 dernières années. L'utilisation de la capacité varie en général de 50 à 82 p. 100.

Capacités des gros producteurs de ciment au Canada		
Sociétés	Lieu	Capacité de mouture en 1995 (kt/an)
Lafarge Canada Inc.	Exshaw (AB)	1 400
Inland Cement Ltd.	Edmonton (AB)	1 512
Lafarge Canada Inc.	Kamloops (C.-B.)	300
Lafarge Canada Inc.	Richmond (C.-B.)	478
Tilbury Cement Ltd.	Delta (C.-B.)	1 000
North Star Cement Ltd.	Corner Brook (T.-N.)	245
Lafarge Canada Inc.	Brookfield (N.-É.)	600
Blue Circle Canada Inc.	St. Mary's (ON)	800
Blue Circle Canada Inc.	Bowmanville (ON)	1 300
St. Lawrence Cement Inc.	Mississauga (ON)	1 969
Lafarge Canada Inc.	Woodstock (ON)	610
Lafarge Canada Inc.	Bath (ON)	1 000
ESSROC Italcementi Group	Picton (ON)	818
Federal White Cement Ltd.	Woodstock (ON)	185
Lafarge Canada Inc.	Saint-Constant (QC)	1 100
Ciment Québec Inc.	Saint-Basile (QC)	940
Ciment Saint-Laurent Inc.	Joliette (QC)	1 200

Remarque : La capacité et les propriétaires ont changé dans certains cas depuis 1995.

Sources : Portland Cement Association, Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

²¹ *Ibid.*

Approvisionnement et consommation de ciment

	1996 (kt)
Production (comprend le mâchefer exporté)	12 303
Importations	631
Approvisionnement total	12 934
Consommation intérieure	7 580
Exportations	5 354

Source : Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

L'industrie canadienne du ciment a exporté 44 p. 100 de sa production en 1996, les États-Unis étant la destination de près de 97 p. 100. Les importations représentaient près de 8 p. 100 de la consommation intérieure. Plus de 97 p. 100 de ces importations provenaient des États-Unis. Ces chiffres excluent les échanges commerciaux de divers articles à valeur ajoutée, tels que les tuyaux, les pierres et les éléments de construction qui contiennent du ciment. La production et la consommation de ciment au Canada ont connu une croissance très lente. La production n'a augmenté que de 0,7 p. 100 par an entre 1980 et 1996.

En général, le ciment est mélangé avec des agrégats (ex. : pierres, sable) et d'autres additifs, et il est appliqué sous forme de mélange de béton dans de nombreuses utilisations finales. Les utilisations finales comprennent la construction de bâtiments (résidentiels, commerciaux, industriels et institutionnels), les tuyaux, les routes et trottoirs, les terminaux portuaires, les produits moulés (briques, blocs, marches, etc.) et de nombreux chantiers de construction spéciaux (ex. : plate-forme Hibernia, barrages, etc.). Les producteurs canadiens de ciment sont très intégrés de manière ascendante à la production du béton.

8.2 Nature du flux d'émissions de GES

Le monoxyde de carbone (CO), l'azote (N₂), le dioxyde de carbone (CO₂), l'anhydride sulfureux (SO₂), l'eau (H₂O) et les oxydes d'azote (NO_x) sont tous produits dans les fours à chaux à destination commerciale et dans

les cimenteries. La teneur en dioxyde de carbone peut s'échelonner de 5 à 40 p. 100 par volume, mais elle se situe en général entre 10 et 20 p. 100. Les flux de gaz provenant des fours contiennent également du dioxyde de carbone qui résulte de la combustion de sources énergétiques hydrocarbonées (ex. : pétrole, gaz, charbon, coke ou biomasse), de l'azote, de l'oxygène, de quantités minimales d'autres gaz, et une quantité substantielle de particules, surtout composée de fines particules de carbonate de calcium. Avant qu'on ne puisse transformer le flux de gaz grâce à de l'équipement de traitement et de captage de dioxyde de carbone, il faut éliminer les particules dans les flux de gaz.

Le débit des flux d'émissions est élevé. Par exemple, dans une usine qui produit 1 000 kilotonnes par an, le débit d'un seul four est de 6 000 à 7 000 mètres cubes la minute. Les usines et les fours plus petits ont des débits de gaz plus faibles.

8.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer les flux d'émissions de GES

En général, les émissions de dioxyde de carbone qui résultent de la production de la chaux sont faciles et relativement peu coûteuses à calculer grâce aux méthodes de bilan massique du carbone visant les matières premières ou les produits finis. La mesure de l'efficacité des technologies éventuelles de contrôle des émissions est peut-être plus compliquée, selon les options de réduction retenues.

Les émissions de dioxyde de carbone qui résultent de la calcination du calcaire pour fabriquer de la chaux dans les cimenteries ou dans les fours à chaux à destination commerciale peuvent être calculées à partir de la masse de calcaire utilisée dans la production. Par exemple, si 1 000 tonnes de calcaire (avec une teneur en CaCO₃ de 100 %) sont calcinées, la réaction produit 440 tonnes de dioxyde de carbone. Ceci exclut les émissions de GES liées à la consommation d'énergie. Cependant, si le calcaire impur (p. ex. qui contient du calcaire dolomitique [CaCO₃×MgCO₃]) sert de matière première, comme cela peut être le cas dans certaines

cimenteries ou usines de chaux, le coefficient d'émission peut être différent. Dans le cas du calcaire dolomitique qui sert à la fabrication de la chaux, une quantité plus importante de dioxyde de carbone est émise par unité de matière première utilisée que dans le cas du calcaire pur. Pour le calcaire dolomitique, le coefficient d'émission (sans tenir compte de l'énergie) est de 478 kilogrammes (kg) de dioxyde de carbone par 1 000 kg de matière première. Pour appliquer cette méthode simple, il faut faire une analyse chimique des matières premières afin de définir la teneur en carbonate (CO₃), qui peut varier d'une source de « calcaire » à une autre.

Une autre méthode consiste à calculer les émissions selon la quantité de chaux (CaO) fabriquée ou, comme dans le cas de la production du ciment, de la quantité de chaux contenue dans le produit fini du ciment. Les quantités vendues et la production de chaux (exprimées en unités de masse) font l'objet d'une bonne documentation pour des raisons commerciales. Dans le cas du ciment, les producteurs surveillent de près la composition de la teneur en ciment pour s'assurer des normes de qualité et des exigences de rendement (résistance, temps de prise, etc.). La teneur en chaux du produit de ciment fini se situe généralement à l'intérieur d'une fourchette de composition relativement étroite, et fait l'objet d'une bonne documentation, souvent selon le lot de production. Environnement Canada applique un coefficient d'émission de 500 kg de dioxyde de carbone par 1 000 kg de ciment produit par l'industrie²². Le degré d'incertitude qui entoure les émissions estimées à 5 360 kt liées à la production du ciment (à l'exclusion de l'énergie) se situe autour de 12 p. 100. Ce coefficient d'émission est basé sur l'hypothèse suivante : la teneur moyenne en chaux du mâchefer au Canada est de 63,5 p. 100 par poids. Le mâchefer et des petites quantités de gypse (sulfate de calcium), ainsi que des additifs sont mélangés pour fabriquer le produit de ciment fini.

Pour la production de la chaux, Environnement Canada applique le coefficient d'émission de 790 kg de dioxyde de carbone par 1 000 kg de chaux produite²³. Ce

coefficient d'émission est très proche du facteur théorique de rejet de 786 kg de dioxyde de carbone par 1 000 kg de chaux produite. Le degré d'incertitude qui entoure les évaluations d'Environnement Canada pour les émissions de 1995 liées à la production de la chaux se situe autour de 15 p. 100. Cette incertitude résulte peut-être en partie de celle qui entoure les évaluations de la production totale de chaux à des fins commerciales au Canada.

Il est possible de mesurer, d'observer et de calculer les émissions de dioxyde de carbone en vérifiant les taux de concentration de dioxyde de carbone dans la cheminée du four à chaux ou du four à ciment. Cependant, cette formule sera vraisemblablement plus coûteuse que le recours à des coefficients d'émission simplifiés et appliqués à la production ou aux quantités et à la teneur des matières premières. Certaines cimenteries canadiennes sont tenues d'exercer une surveillance continue des émissions (CEM) de divers polluants. Ces systèmes de CEM peuvent mesurer le dioxyde de carbone, ainsi que le débit volumétrique des émissions de gaz. Une cimenterie prétend que son système comportait un coût d'immobilisations de 0,5 million de dollars et des frais annuels d'exploitation (main-d'œuvre, entretien, vérification, etc.) de 0,1 million de dollars. Le total des frais d'exploitation et d'immobilisations annuels de la surveillance pour la plupart des usines se situerait entre 0,1 \$ et un dollar par tonne d'émissions de dioxyde de carbone. Des coûts marginaux plus bas pourraient s'appliquer si un système de CEM est déjà en place.

Si l'option de réduction consiste à contrôler les émissions de dioxyde de carbone provenant des cheminées par le captage, le traitement et le piégeage, il faudra peut-être vérifier périodiquement l'efficacité de ces systèmes. Certaines des considérations qui entrent en ligne de compte dans la mesure de l'efficacité des dispositifs de captage et de traitement pour les émissions de dioxyde de carbone liées à la production de chaux et de ciment comprennent :

22 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

23 *Ibid.*

- contribution aux émissions totales liées à la combustion d'énergie et de la calcination;
- variabilité du débit et de la concentration du gaz d'échappement;
- variabilité de l'efficacité de systèmes éventuels de traitement.

L'ampleur de la variabilité des activités de traitement peut être influencée par les différences de type et de qualité de combustibles, de matières premières, de taux de production, de plages de chaleur et, enfin, des mécanismes des systèmes éventuels de traitement des émissions. D'autres facteurs peuvent également intervenir qui sont propres aux activités de chaque usine. Le système de surveillance et la fréquence des mesures dépendront de la variation des émissions possibles et de la variabilité quant au traitement des dispositifs de traitement des émissions. Ces facteurs seront liés à la précision et au coût des mesures, de la surveillance et du calcul des émissions possibles, de l'efficacité des réductions et des émissions nettes.

Il ne sera peut-être pas nécessaire de mesurer les concentrations et les débits des gaz brûlés de manière périodique ou continue si la quantité de dioxyde de carbone traitée (p. ex. piégée) peut être mesurée grâce à des méthodes de comptage et de bilan massique. Par exemple, si le dioxyde de carbone était capté et piégé comme carbonate inorganique (p. ex. carbonate de sodium), le poids du carbonate pourrait alors être mesuré pour évaluer la quantité de dioxyde de carbone qu'il contenait. Il faudra peut-être procéder à des analyses chimiques périodiques des produits piégés. Ces mesures et calculs pourraient être associés à des calculs de bilan massique concernant le carbone contenu dans le calcaire, ainsi que dans les combustibles fossiles qui servent de source d'énergie. Ceci permettrait de séparer les émissions liées à l'énergie ou non, d'une part, des effets sur chacune des options de réduction d'émissions, d'autre part.

8.4 Options de réduction des émissions de GES

D'après notre étude, aucun producteur de chaux ou de ciment ne capte et traite les émissions possibles de dioxyde de carbone depuis son usine. Cependant, il existe des technologies qui réduisent indirectement les émissions de dioxyde de carbone liées à la production de la chaux. Un grand nombre d'usines ont accru leur rendement sur le plan énergétique et sur l'ensemble de la production au fil du temps. Dans l'industrie du ciment, l'évolution de la technologie et les programmes de conservation ont réduit la consommation d'énergie par quantité unitaire de production d'environ 24 p. 100 depuis 1974²⁴. Les émissions de dioxyde de carbone provenant du traitement qui sont liées à la calcination du calcaire (à l'exception de l'énergie) peuvent être indirectement réduites par la réduction de la quantité de chaux nécessaire sur les marchés du ciment ou d'autres applications de chaux (fabrication de l'acier, traitement des eaux, etc.). Ceci réduirait la quantité de chaux produite et les émissions qui y sont liées.

Cette brève analyse des options technologiques permettant de réduire les émissions de GES envisage diverses méthodes de réduction des émissions du traitement qui proviennent de la production de la chaux. L'une de ces méthodes a trait à des technologies qui s'attaquent aux émissions par la réduction de la consommation de chaux dans les principales applications telles que la production d'acier et de ciment²⁵. La deuxième méthode consiste à tenter de réduire les émissions de dioxyde de carbone en installant un équipement de captage, de traitement et d'extraction. Il faudrait piéger ou entreposer le dioxyde de carbone pour empêcher le rejet dans l'air. Comme ces systèmes n'ont pas encore été appliqués, l'analyse présentée ici devrait être considérée comme théorique. Certaines options de piégeage sont décrites. L'industrie n'a pas encore envisagé d'apporter des modifications chimiques importantes au ciment (c.-à-d. remplacement substantiel de l'oxyde de calcium).

24 Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada 1996, Revue générale* (Ottawa, 1997).

25 Une analyse des options techniques de réduction de la consommation de chaux dans la production de l'acier est assez complexe et considérée comme dépassant le cadre de cette étude. Elle exige aussi l'établissement de critères de consommation de chaux par rapport aux objectifs possibles pour chacun des producteurs d'acier. Les producteurs d'acier appliquent déjà certaines méthodes de réduction de la chaux (c.-à-d. en minimisant la présence du dioxyde de silicium acide [SiO₂], qui est neutralisé par la chaux).

Quoiqu'il existe des technologies qui permettent d'éliminer le dioxyde de carbone des flux de gaz des fours à chaux, elles sont rarement appliquées, car le gaz ne contient aucun produit présentant une certaine utilité commerciale. En général, une faible concentration (10 à 20 %) de dioxyde de carbone dans le flux de gaz à débit élevé rend le captage et l'extraction du dioxyde de carbone peu économiques. Les frais d'immobilisations et d'exploitation variable de la séparation du dioxyde de carbone augmentent parallèlement au ratio de concentration finale - concentration de départ. Les fournisseurs de dioxyde de carbone à des fins commerciales, qui comptent sur les usines chimiques, les usines d'ammoniac, les raffineries de pétrole brut et d'autres sources pour trouver du dioxyde de carbone plus pur, ont le plus souvent fait fi des fours à chaux comme sources pouvant répondre à leurs besoins en dioxyde de carbone.

En raison du manque d'application des systèmes de contrôle des émissions, l'expérience pratique dans la manipulation des flux de dioxyde de carbone dilué n'est pas définie. Alors qu'il existe des méthodes générales de réduction du dioxyde de carbone, il faut encore déterminer quelle technologie répond le mieux aux exigences particulières de chaque usine dans l'industrie de la chaux et du ciment. En général, les producteurs de chaux doivent encore analyser les divers moyens de contrôler et de finalement éliminer le dioxyde de carbone qui est émis. Des recherches plus poussées s'imposent si l'on veut définir les solutions optimales qui s'offrent aux fours à chaux pour contrôler leurs émissions et trouver un puits pour la production.

8.4.1 Réduction de la consommation et de la production de chaux

Les cendres volantes, les scories de métal et les cendres volcaniques sont intégrées aux diverses formulations de ciment et de béton au Canada et dans d'autres pays. Ces matériaux sont généralement des rebus qui

proviennent des procédés industriels de production d'énergie électrique (p. ex. génératrices alimentées au charbon) ou de la fabrication des métaux. Ces produits peuvent être intégrés aux formulations du ciment sans affecter matériellement le rendement pour diverses utilisations finales.

Les cendres volantes sont un mélange de produits chimiques inorganiques issus de la combustion de charbon pulvérisé ou d'autres matières inorganiques qui contiennent du combustible. Au Canada, les cendres volantes servent en petite quantité dans le ciment et en plus grande quantité dans les produits du béton. Alors que les formulations de ciment peuvent utiliser jusqu'à 8 p. 100 par poids de cendres volantes, presque tout le ciment Portland vendu en contient moins de 2 p. 100. Dans d'autres pays, les cendres volantes sont généralement intégrées en plus grande quantité. Les cendres volantes sont intégrées dans le mélange sur les lieux mêmes de la cimenterie, au cours de divers traitements.

La plupart des pays européens ont autorisé l'utilisation de scories et de cendres volantes dans le ciment, même si cet ingrédient produit des ciments qui présentent des propriétés différentes. D'après certains rapports, les ciments qui contiennent des scories ou des cendres volantes durent plus longtemps et sont plus résistants à l'eau salée que les ciments contenant uniquement du mâchefer²⁶. Cependant, si l'on augmente la teneur en scories ou en cendres volantes à des niveaux très élevés, on risque de compromettre la performance du ciment.

Une étude récente a conclu que le remplacement du mâchefer par des cendres volantes peut réduire nos émissions de GES de 5 à 20 p. 100²⁷. Ce niveau de réduction ne tient pas seulement compte des niveaux plus bas d'émissions de dioxyde de carbone au cours du traitement qui sont possibles grâce à la réduction de l'utilisation de la chaux, mais aussi des économies d'énergie qui résultent du traitement (p. ex. boutures) d'une moins grosse quantité de mâchefer. Le recours à cette technologie présente d'autres avantages, à savoir

26 Oak Ridge National Laboratory, et coll., *Scenarios of U.S. Carbon Reductions, Potential Impacts of Energy Technologies by 2010 and Beyond*, préparé pour la Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy (septembre 1997).

27 G. Sauer, "Cement, Concrete and Greenhouse Gas", communication présentée à la CGLI Second Roundtable on North American Energy Policy, avril 1997.

que les émissions d'oxyde d'azote et de dioxyde de soufre et d'autres polluants liés à la production du ciment sont également réduites.

On peut trouver des cendres volantes ou des scories à faible coût, ou même gratuitement, et les fabricants de ciment se verront offrir des mesures d'incitation à intégrer ce matériau de rebut dans leur produit. Certains producteurs de cendres volantes auraient peut-être avantage, sur le plan financier, à expédier des déchets de cendres volantes vers des cimenteries plutôt que de les éliminer dans des décharges à un coût plus élevé. Les producteurs de béton s'intéressent aux cendres volantes, car ils considèrent cette substance comme un moyen de diminuer les coûts de matériaux. Les fournisseurs internationaux de technologie du ciment qui exercent leurs activités au Canada ont exprimé la volonté d'élaborer de nouvelles spécifications pour un ciment contenant des cendres volantes²⁸. Ils citent l'exemple de leurs activités dans d'autres pays où la cendre volante a déjà été adoptée.

Avant de pouvoir intégrer les cendres volantes en plus grande quantité dans le ciment, il faudra sans doute modifier les spécifications et les normes des produits du ciment et du béton. Cet exercice correspond peut-être à l'élément de coût le plus important de cette option. En général, il n'est pas facile de modifier les normes des produits du ciment (ou quelque norme que ce soit).

Il ne faudrait pas oublier que les scories, les cendres volantes et d'autres matériaux sont déjà intégrés dans certaines formulations de béton, quoique la quantité de ces matériaux ne soit pas bien définie. Les mélanges de béton sont surtout composés de granulats et de petites portions de ciment qui servent de liant. L'industrie de la fabrication du béton compte de nombreux participants. Selon les producteurs de ciment, ce secteur de l'industrie n'est pas désireux de voir des fabricants de ciment intégrer des scories, des cendres volantes et d'autres matériaux semblables dans le ciment, car ils préfèrent le faire eux-mêmes à moindres frais.

8.4.1.1 Technologies de piégeage et de captage du dioxyde de carbone

Il y a diverses technologies possibles (qui doivent encore faire leurs preuves) qui pourraient capter et piéger le dioxyde de carbone liées à la production de la chaux. Plusieurs technologies permettent de séparer les gaz que contient le flux d'émissions de gaz, notamment :

- séparation à très basse température;
- absorption modulée en pression;
- membranes.

La séparation à très basse température se fait par distillation. La distillation exige que les gaz soient condensés en liquides. Les systèmes de séparation à très basse température doivent liquéfier l'oxygène, l'azote et le dioxyde de carbone, qui sont des gaz à température ambiante et à pression atmosphérique, avant que la séparation ne puisse se produire. Ceci exige des basses températures et des conditions d'activité à haute pression. Dans les unités d'absorption modulée en pression (A.M.P.), les tamis moléculaires (à base de carbone ou de zéolite) dont les pores ont des dimensions semblables aux gaz séparés sont placés dans des contenants. On peut concevoir des membranes en fibres polymères peu profondes pour permettre de manière sélective le passage d'une molécule tout en retenant les autres. La séparation des gaz se fait en concevant des systèmes qui tiennent compte des différences dans la solubilité de la membrane et dans la diffusion des molécules à séparer.

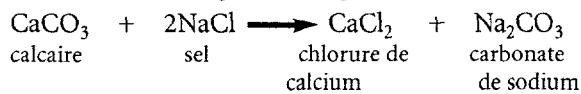
8.4.1.2 Piégeage et élimination du dioxyde de carbone

Une fois le dioxyde de carbone capté et extrait, il s'agit de savoir ce qu'on peut en faire. Les fournisseurs de gaz répondent bien aux besoins des utilisations commerciales existantes du dioxyde de carbone pour les boissons, la réfrigération, la neutralisation et d'autres applications. En général, les fournisseurs à des fins

28 Environnement Canada, Direction de l'avancement des technologies environnementales, *Powering Greenhouse Gas Emission Reductions Through Technology Advancement* (Ottawa, avril 1998).

commerciales n'ont pas eu besoin d'extraire le dioxyde de carbone de sources diluées (telles que les fours à chaux), car le coût de l'extraction est élevé par rapport aux sources qui offrent un flux de dioxyde de carbone à forte concentration. Les fournisseurs de gaz ont recherché des sources accessibles de dioxyde de carbone auprès des usines d'ammoniac, des usines d'hydrogène (p. ex. dans des raffineries de pétrole brut) et des usines chimiques.

On peut provoquer une réaction du dioxyde de carbone avec des solutions de sels et divers hydroxydes alcalins pour former des carbonates. Un procédé commercial se sert du dioxyde de carbone produit par un four à chaux comme réactif avec du chlorure de sodium pour fabriquer du chlorure de calcium et du carbonate de sodium. La réaction générale se présente comme suit :



L'application de carbonate de sodium détermine si ce processus aboutit à une fixation « permanente » du dioxyde de carbone. Une forte proportion du carbonate de sodium produit commercialement dans ce procédé sert à la fabrication du verre. Dans ce cas, le dioxyde de carbone contenu dans le carbonate est dissocié et rejeté lors du réchauffement au cours de la fabrication du verre. Toutefois, dans d'autres applications, telles que détergents, traitement des eaux et fabrication de certains produits chimiques, le carbonate peut demeurer piégé.

On peut dissoudre le dioxyde de carbone dans l'eau pour produire un acide carbonique faible. Cet acide présente de nombreuses applications possibles de neutralisation sur divers marchés d'utilisation finale. Les marchés possibles pour le dioxyde de carbone pourraient comprendre une partie des marchés existants de l'acide phosphorique, sulfureux, nitrique et hydrochlorique. Cependant, la part du marché de l'acide dans laquelle le dioxyde de carbone pourrait se tailler une place serait minime, du fait que, dans de nombreuses applications, le type d'acide utilisé est propre à l'équipement et à la chimie du procédé. En outre, l'acide carbonique fonctionne au mieux à des niveaux de pH élevés, et il en faut de grandes quantités pour atteindre des résultats dans l'éventail moins élevé de pH.

8.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES

L'industrie de la chaux et du ciment se prête bien aux systèmes d'échange de droits d'émissions. L'échange de crédits pourrait être préférable pour les émissions non liées à l'énergie qui résultent de la calcination du calcaire. Les émissions résultant de la calcination (les sources non liées à l'énergie) pourraient être intégrées à un programme d'échange de droits visant les émissions totales, ou traitées séparément si nécessaire, du fait que les deux sources de GES sont faciles à distinguer dans ces opérations. Les émissions de GES qui proviennent de la calcination sont étroitement liées à la production du ciment ou de la chaux. Les options (p. ex. réduction de la production, captage et piégeage) de réduction des GES provenant des émissions de la calcination peuvent être sensiblement différentes de celles qui portent sur les émissions liées à l'énergie (p. ex. projets d'amélioration du rendement énergétique). Les principaux éléments de l'industrie de la chaux et du ciment qui favorisent l'échange de crédits comprennent :

- les émissions réelles de dioxyde de carbone liées à la calcination du calcaire lors de la fabrication de la chaux peuvent être mesurées et calculées avec précision à l'usine ainsi qu'au niveau de l'industrie;
- le coût de la mesure et de la surveillance des taux d'émissions est relativement faible (dans certains cas, il s'ajoute aux systèmes de surveillance existants qui sont employés pour d'autres polluants);
- quoiqu'il existe peu de solutions technologiques pour réduire les émissions, on peut facilement établir une émission de référence pour l'industrie et les usines individuelles;
- presque toutes les installations sont de gros émetteurs et sont faciles à repérer. La quasi-totalité des sources d'émissions pourrait être couverte par un programme d'échange.

Cette industrie se prête également à un programme d'échange de droits d'émissions selon un système de quotas, qui pourrait être lié à d'autres industries, ce qui permettrait la croissance de cette industrie. Alors que la

production de l'industrie a connu une croissance très lente, on pourrait s'attendre à une hausse de la production à long terme. Comme les émissions de dioxyde de carbone qui proviennent de la calcination du calcaire sont inhérentes à la réaction chimique qui sert à fabriquer les produits finals (chaux et ciment), le plafonnement de l'ensemble des émissions de l'industrie plafonnerait du même coup la production de la chaux ou du ciment. La capacité d'acheter certains droits d'émissions permettrait à l'industrie de connaître une croissance lente à long terme.

L'échange de substances pourrait être la meilleure solution pour la partie de l'industrie du ciment qui est soumise à une intégration ascendante à la production du béton. L'échange de quotas pourrait peut-être s'appliquer à la vente du ciment ou à l'utilisation des matières premières du calcaire. La capacité de réduire la consommation de la chaux par le remplacement progressif des substituts du ciment (tels que les cendres volantes) se traduirait par une réduction des émissions dans le procédé de production du ciment. Les producteurs de ciment qui ne sont pas intégrés à la production du béton pourraient être moins intéressés à appliquer cette formule de réduction des émissions, du fait qu'ils ont moins d'emprise sur l'utilisation du ciment dans les formulations de béton de leurs clients. L'industrie de production de la chaux à des fins commerciales, qui n'est généralement pas intégrée de manière ascendante, se prêterait très bien à l'échange de substances.

9. Fumier du bétail

9.1 Source et quantité d'émissions de GES

Les émissions de méthane qui proviennent du fumier du bétail sont surtout attribuables aux bovins de boucherie, aux porcs et aux bovins laitiers. D'autres sources beaucoup plus restreintes comprennent les ovins et la volaille. En 1995, le fumier du bétail représentait au total 271 kilotonnes (kt) d'émissions de méthane (CH₄) (5 700 kt d'équivalent dioxyde de carbone [CO₂]), soit

environ 4 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre (GES) totales non attribuables à la combustion au Canada, ainsi que 1 p. 100 de l'ensemble des émissions de GES au Canada.

Tendances des émissions de CH₄ provenant du fumier du bétail au Canada

Année	Émissions de CH ₄	Émissions d'équivalent CO ₂
	(kt)	(kt)
1990	246	5 166
1991	248	5 208
1992	247	5 187
1993	257	5 397
1994	263	5 523
1995	271	5 691

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990 à 1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

La décomposition des déchets du bétail se produit par voie aérobie ou anaérobie. Dans des conditions aérobie, la matière organique des déchets se décompose par les bactéries aérobies et facultatives à l'aide de l'oxygène. Les produits finals de la décomposition aérobie sont le dioxyde de carbone et la matière organique stabilisée. Dans des conditions anaérobies, la matière organique des déchets du bétail est décomposée par les bactéries anaérobies et facultatives. Les produits finals de la décomposition anaérobie sont le méthane, le dioxyde de carbone et la matière organique stabilisée. Les bactéries qui causent la production de méthane dans les déchets animaux sont strictement anaérobies.

Trois facteurs influencent les émissions de méthane qui proviennent du fumier et du bétail : (i) le type d'alimentation du bétail (c.-à-d. la forte teneur énergétique et la digestibilité des aliments causent des émissions plus importantes de CH₄ à partir des déchets); (ii) les caractéristiques du système d'élimination des déchets animaux; (iii) les conditions climatiques.

Les systèmes d'élimination des déchets qui utilisent des conditions anaérobies (p. ex. systèmes d'entreposage du

lisier ou du fumier liquide, systèmes d'entreposage dans des fosses, et lagunes anaérobies) sont la cause principale des émissions de méthane. Dans le monde entier, une faible proportion du fumier du bétail est éliminée à l'aide de ces systèmes; cependant, on a évalué que ces types de systèmes causent environ 60 p. 100 des émissions mondiales de méthane du fumier du bétail. Les systèmes d'élimination du fumier qui comportent un contact du fumier avec l'air (p. ex. non collectés dans les parcours) ont un faible potentiel de production de méthane²⁹.

En ce qui concerne les conditions climatiques, les facteurs qui influencent le niveau des émissions de méthane sont les suivants : (i) température — la production du méthane augmente généralement avec la température; (ii) humidité — la teneur en humidité des déchets du bétail détermine le taux de croissance bactérienne et de décomposition des déchets. Les conditions d'humidité sont favorables à la production du méthane³⁰.

9.2 Nature du flux des émissions de GES

Il existe des milliers de sources individuelles d'émissions du méthane qui proviennent du fumier du bétail au Canada. À cause de leur forte population, les bovins à viande représentent environ 50 p. 100 de toutes les émissions de méthane reliées au fumier. Quant aux bovins laitiers, comme les systèmes d'élimination de leur fumier sont plus susceptibles de favoriser la décomposition anaérobie, ils causent 16 p. 100 de l'ensemble des émissions de méthane, même si l'effectif au Canada est relativement restreint. Les bovins à viande sont plus souvent des animaux de parcours qui favorisent la décomposition aérobie du fumier, alors que les bovins laitiers sont souvent élevés dans des étables et que le fumier est entreposé dans des fosses, des lagunes, etc., qui sont favorables à la décomposition anaérobie.

On a suggéré que les systèmes d'élimination du fumier qui entreposent le fumier dans des conditions anaérobies contribuent à environ 60 p. 100 des émissions de méthane à partir de cette source. Les

Émissions de CH₄ canadiennes provenant du fumier du bétail en 1995			
	Nombre d'animaux (1 000)	Évaluation des émissions (kt CH₄)	Coefficient d'émission (kg CH₄ par animal)
Bovins à viande	12 448	135	10,8
Bovins laitiers	1 271	44	34,4
Chèvres	22	Néant	0,0
Ovins	717	4	5,1
Porcs	11 939	77	6,4
Chevaux/mules/ânes	356	Néant	0,0
Buffle			
Chameaux et lamas			
Volaille	116 113	12	0,1
Autre			
Total	142 865	271	1,9

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990 à 1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

²⁹ *Ibid.*

³⁰ U.S. Environmental Protection Agency, *Global Methane Emissions from Livestock and Poultry Manure* (Washington, février 1992), p. 11-15.

Grands élevages de bétail au Canada			
Province	Élevage de plus de 100 vaches laitières	Élevage comptant plus de 1 000 cochons	Élevage comptant plus de 50 vaches à viande
Terre-Neuve	14	1	0
Île-du-Prince-Édouard	10	31	65
Nouvelle-Écosse	34	48	150
Nouveau-Brunswick	21	30	69
Québec	214	1126	1 244
Ontario	311	734	1 821
Manitoba	72	373	3 731
Saskatchewan	48	151	8 104
Alberta	224	460	13 870
Colombie-Britannique	214	56	1 340
Canada	1 162	3 010	30 394

Source : Statistiques Canada, communication télécopiée, 1998.

grosses exploitations agricoles du Canada se trouvent là où ces systèmes complexes d'élimination des déchets ont été installés et, par conséquent, là où les émissions de méthane provenant du fumier sont concentrées.

9.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

En raison de la grande dispersion des sources de fumier du bétail au Canada, la manière la plus logique d'évaluer les émissions totales de méthane, et la méthode actuellement employée par Environnement Canada consistent à appliquer des coefficients d'émission au nombre de têtes de bétail au Canada. Les coefficients d'émission qui ont été appliqués par Environnement Canada pour évaluer les émissions du bétail ont été présentés au début de ce chapitre. Actuellement, Environnement Canada indique que le degré d'incertitude qui entoure ces évaluations d'émissions est de plus ou moins 50 à 30 p. 100 (en d'autres termes, les émissions réelles de CH₄ provenant du fumier sont peut-être de 50 p. 100 supérieures ou de 30 p. 100 inférieures à 271 kt). Ce degré d'incertitude relativement élevé peut-être attribué au grand nombre de variables

qui influent sur les émissions de méthane provenant du fumier du bétail, par exemple, la composition de l'alimentation, la taille de l'animal, les conditions climatiques et le type de système d'élimination du fumier.

Si l'on élabore des données sur ces variables qui ont trait aux conditions réelles dans les exploitations agricoles canadiennes, et si l'on applique ensuite les coefficients d'émission individuels qui intègrent ces conditions particulières, on améliorera l'exactitude et l'on réduira l'incertitude attribuée aux émissions de méthane provenant du fumier du bétail. Par exemple, si l'on détermine exactement le pourcentage de bovins laitiers et de bovins à viande qui vivent dans les exploitations qui ont installé des systèmes de gestion du fumier favorables à sa décomposition anaérobie et, ainsi, des émissions du méthane, on améliorera l'exactitude des évaluations respectives des émissions. Si l'on élaborait ces données, un coefficient d'émission pourrait être appliqué au nombre d'animaux vivant dans les exploitations dotées de ces systèmes de gestion de fumier, alors qu'un autre coefficient d'émission (plus petit) pourrait être appliqué au nombre d'animaux qui vivent dans les exploitations qui ne sont pas équipées de ces systèmes de gestion du fumier.

Pour pouvoir surveiller les réductions d'émissions de méthane provenant du fumier du bétail au Canada, il faudrait avoir des données sur ces variables. Actuellement, la principale variable qui influe sur les émissions du méthane provenant du fumier du bétail d'année en année a trait aux variations de l'effectif total au Canada.

9.4 Options de réduction des émissions de GES

Il existe des technologies qui permettent de réduire les émissions de méthane provenant du fumier du bétail dans les exploitations canadiennes. Cependant, la plupart des émissions de méthane provenant du fumier du bétail au Canada ne sont soumises à aucun contrôle. Deux principaux types de technologies sont analysés dans le présent chapitre : le compostage aérobie et les digesteurs anaérobies.

Plusieurs types de technologies de compostage aérobie sont actuellement en cours de développement au Canada. Ces systèmes recourent à divers procédés pour composter par voie aérobie le lisier du bétail aux fins de produire un engrais qui puisse être épandu sur les champs ou même vendu dans les marchés commerciaux ou les marchés de consommation. Les deux grandes catégories de composteurs aérobies sont le composteur continu et le composteur discontinu. Les systèmes continus exigent que le fumier soit versé dans le système de compostage tous les jours, alors que, dans le cas des composteurs discontinus, le lisier ne doit être versé dans le système qu'environ six fois au cours d'une période de 30 jours. Le compostage aérobie par utilisation du fumier pour produire un engrais organique réduit les émissions de méthane. Il est à noter qu'il n'y a pour ainsi dire aucune exploitation commerciale (hormis les projets pilotes) au Canada qui ait installé un système de compostage aérobie. Cependant, plusieurs entreprises canadiennes ont presque atteint la commercialisation à grande échelle de leurs systèmes respectifs de compostage aérobie pour le fumier.

La plupart des recherches menées jusqu'à présent pour réduire les émissions de méthane provenant du fumier du bétail ont porté sur les digesteurs anaérobies visant à recueillir le biogaz produit par la décomposition micro-organique du fumier. La technologie du biogaz est un instrument d'élimination du fumier qui récupère et utilise le méthane comme source d'énergie. Le biogaz recueilli peut ensuite servir de source de combustible pour produire de l'électricité qui sera utilisée dans l'exploitation, qui sera vendue au réseau électrique, ou qui servira au chauffage ou au refroidissement³¹. Le plus gros potentiel de la réduction des émissions de méthane se situe dans les exploitations où le fumier est traité par voie anaérobie sous forme liquide ou entreposé à long terme sous forme solide.

Il existe trois catégories principales de digesteurs anaérobies : lagunes couvertes, digesteurs pistons et digesteurs à mélange intégral. Ces digesteurs conviennent à des exploitations agricoles intensives et à grande échelle qui sont nombreuses en Amérique du Nord, en Europe et dans certaines régions de l'Asie et de l'Australie. On a déjà démontré que lorsque les digesteurs anaérobies sont installés dans les exploitations qui émettaient de grosses quantités de méthane, on a réduit les émissions de 70 à 80 p. 100.

Dans une lagune couverte, une couverture imperméable flottante est placée au-dessus de la surface du bassin d'entreposage ou de traitement du fumier. Le biogaz qui s'échappe du fumier en décomposition est recueilli sous la couverture. Les lagunes couvertes se sont avérées bien se prêter aux élevages de porcs et aux exploitations laitières. Dans ces exploitations, l'eau recyclée évacue le fumier des logements en claustration. L'eau et le fumier s'écoulent alors dans le bassin primaire (à travers un séparateur de matières sèches dans les exploitations laitières), qui est recouvert d'une grande couverture faite d'une membrane durable. Sous cette couverture, les microorganismes désintègrent le fumier et produisent du biogaz, qui est composé d'environ 70 p. 100 de méthane et de 30 p. 100 de dioxyde de carbone. Le biogaz, qui barbote à la surface, est capté sous la

31 U.S. Environmental Protection Agency, *A Manual for Developing Biogas Systems at Commercial Farms in the United States*, AgSTAR Handbook (Washington, juillet 1977), p. 1.

Économie des digesteurs anaérobies réels aux États-Unis (\$ C)			
	Lagune couverte	Piston	Mélange intégral
Description de l'exploitation agricole	1 000 trayeuses, exploitation laitière	15 000 têtes au total avec 5 000 trayeuses	1 500 truies, exploitation de naissance - engraissement
Coût total d'immobilisations	370 000 \$	435 000 \$	360 000 \$
Économies annuelles d'électricité	81 000 \$	180 000 \$ -230 000 \$/an	72 000 \$/an
Frais annuels d'exploitation	15 000 \$	17 500 \$-22 000 \$/an	7 000 \$
Période de récupération	5,5 ans	< 3 ans	4-5 ans

Source : U.S. Environmental Protection Agency, *Methane Recovery from Animal Manures — The 1997 Opportunities Casebook*, 1997.

couverture. Le gaz est ensuite aspiré par un tuyau et sert à produire l'électricité, à chauffer l'eau et même à faire fonctionner les refroidisseurs³².

Les digesteurs pistons sont des systèmes à recyclage d'eau et à volume constant qui décomposent le fumier d'étable à haute teneur en solides (> 11 %) (les digesteurs pistons ne fonctionnent qu'avec le fumier d'étable déchiqueté et ne peuvent servir avec d'autres fumiers de bétail) pour produire du biogaz et un effluent stabilisé biologiquement. Le digesteur piston est fait d'un long réservoir, souvent construit sous terre, et recouvert d'une couverture extensible et étanche aux gaz. Le volume du réservoir est égal à celui de l'apport en fumier multiplié par la durée de la rétention du fumier, qui est généralement de 15 à 20 jours. Les digesteurs à recyclage d'eau comprennent également le système de collecte du fumier, l'équipement de mélange intégral, et un système d'entreposage des effluents³³.

Les digesteurs à mélange intégral sont des réservoirs chauffés, à mélange mécanique et à volume constant qui décomposent le fumier d'étable ou de porcherie (3 à 8 % de solides au total) pour produire du biogaz et un effluent biologiquement stabilisé. Le modèle de base de digesteur à mélange intégral est un contenant circulaire verticale, en acier ou en béton coulé, muni d'une couverture de collecte étanche aux gaz. Comme les digesteurs à mélange homogène sont chauffés pour

optimiser la production de méthane, on peut les calibrer de manière économique pour les utiliser dans n'importe quel climat.

9.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES

L'analyse de l'opportunité des programmes d'échange de droits d'émission pour couvrir les émissions de méthane liées à la gestion du fumier ressemble à l'analyse de la fermentation entérique (plus loin dans le présent rapport). Le programme le plus approprié d'échange de droits d'émission serait un programme d'échange de crédits basé sur un taux d'émissions (c.-à-d. coefficients d'émission) pour les émissions de référence, ainsi qu'un taux d'émissions quand on aura appliqué certaines des meilleures pratiques ou technologies de gestion. Dans ce cas, l'agriculteur recevra des crédits une fois qu'on aura vérifié qu'il a recouru à ces pratiques ou technologies. Les crédits seraient alors reçus au point de vente.

En ce qui concerne l'évacuation du fumier, par opposition à la fermentation entérique, des quantités importantes d'émissions de méthane sont concentrées dans un nombre plus restreint d'exploitations. Les exploitations qui se servent de systèmes d'évacuation du fumier favorables à la décomposition anaérobie rejettent

³² *Ibid.*

³³ U.S. Environmental Protection Agency, *Plug Fow Digesters*, AgSTAR Technical Series (Washington, février 1997), p. 1-2.

des quantités plus importantes d'émissions de méthane. Par ailleurs, les grands élevages de bœuf, par exemple, où les bovins sont en liberté la plupart du temps et où le fumier est décomposé par voie aérobie, ne constituent pas de quantités importantes d'émissions de méthane liées au fumier, même s'il y a peut-être un très grand nombre d'animaux qui vivent dans ces exploitations. Malgré les différences entre la fermentation entérique et l'évacuation du fumier, le programme d'échange de droits d'émission préconisé est le même (c.-à-d. un programme d'échange de crédits).

Une fois cette recommandation faite, il est important de signaler qu'un programme d'échange de droits d'émission est peut-être plus intéressant pour l'évacuation du fumier que pour la fermentation entérique, parce qu'il n'y a pas autant de sources « majeures ». Les droits d'émission pourraient être attribués entre les plus grosses exploitations qui favorisent la décomposition du fumier par voie anaérobie. Il existe plusieurs technologies ou pratiques de meilleure gestion qui pourraient s'appliquer à la réduction des émissions de méthane et qui seraient faciles à vérifier. L'échange de droits d'émission pourrait alors se faire entre ces grosses exploitations. On ne recommande pas que les petites exploitations, qui ne représentent qu'une quantité mineure d'émissions générales de méthane liées au fumier soient incluses dans l'un ou l'autre de ces programmes d'échange de droits d'émission. Il faudrait corriger l'injustice que constituerait l'attribution de droits à ces exploitations qui favorisent la décomposition du fumier par voie anaérobie, en n'accordant pas de droits aux entreprises qui ne recourent pas à ces systèmes d'élimination du fumier.

Le programme d'échange de substances a été écarté parce qu'il n'existe aucune substance qui soit un bon substitut aux émissions de méthane liées à l'élimination du fumier. Le niveau des émissions de méthane dans les exploitations varie selon plusieurs facteurs, notamment les aliments utilisés, la taille et le type d'animal, les conditions météorologiques, les systèmes d'évacuation du fumier qui sont en place, etc. À cause de ce vaste éventail de facteurs et d'un manque de substances appropriées sur lesquelles on pourrait baser un

programme d'échange, le système d'échange de substances n'est pas considéré comme adéquat.

10. Utilisation d'engrais

10.1 Source et quantité d'émissions de GES

En 1995, l'épandage d'engrais représentait au total 13 kilotonnes (kt) d'émissions d'oxyde nitreux (N₂O) (4 030 kt d'équivalent dioxyde de carbone [CO₂]), soit environ 3 p. 100 des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) non liées la combustion au Canada, ainsi que 0,6 p. 100 des émissions totales de GES au Canada. Une augmentation sensible des émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais au Canada s'est produite pendant la première partie des années 1990 (c.-à-d. > 24 %). Cette tendance à la hausse des émissions d'oxyde nitreux s'explique par la croissance de l'épandage d'engrais, surtout les engrais à base d'azote.

Lorsqu'on épand des engrais à base d'azote sur les sols, les émissions d'oxyde nitreux augmentent généralement, à moins que la quantité d'éléments nutritifs épandus corresponde précisément à l'assimilation par les végétaux et par le sol. Les émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais sont causés par des procédés anaérobies ou aérobies. Lorsque des engrais inorganiques ou organiques sont épandus sur le sol, la

Tendances des émissions de N₂O liées à l'épandage d'engrais au Canada

Année	Émissions de N ₂ O (kt)	Émissions d'éq.-CO ₂ (kt)
1990	11	3 410
1991	11	3 410
1992	12	3 720
1993	13	4 030
1994	13	4 030
1995	13	4 030

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

majeure partie de l'azote est oxydée et transformée en nitrates avant d'être assimilée par la végétation. Ce processus porte le nom de nitrification. Les émissions anaérobies d'oxyde nitreux sont dégagées lorsque les sols deviennent gorgés d'eau. Dans un environnement anaérobie, tel que des sols gorgés d'eau, les nitrates sont réduits par des bactéries anaérobies facultatives en gaz d'azote (N₂) et d'oxyde nitreux, qui sont rejetés dans l'atmosphère. Ce processus porte le nom de dénitrification : perte d'azote dans le sol³⁴.

Plusieurs facteurs influent sur le rythme des deux procédés microbiens (nitrification et dénitrification) qui aboutissent à des émissions d'oxyde nitreux. Parmi ces variables, citons la teneur en eau du sol, la température, les concentrations de nitrate ou d'ammonium, le carbone organique disponible à des fins d'identification, et le pH³⁵.

10.2 Nature du flux d'émissions de GES

Les émissions d'oxyde nitreux sont dispersées dans l'ensemble du pays, partout où l'on épand de l'engrais. Toutefois, une forte proportion de ces émissions se situe dans la ceinture agricole des Prairies. Actuellement, il n'existe aucune donnée au Canada sur la consommation d'urée, d'ammoniac anhydre ou d'autres engrais à base d'azote par les grosses exploitations agricoles du Canada. Par conséquent, il est difficile d'évaluer exactement combien d'exploitations au Canada représenteraient, disons, 50 p. 100 de l'épandage d'engrais à base d'azote (et éventuellement d'émissions d'oxyde nitreux) au Canada³⁶.

Les engrais à base d'azote servent à accroître la teneur en azote des sols à un point qui maximise le rendement des

Utilisation d'engrais et émissions connexes de N ₂ O (1995)				
Engrais	Quantité (tonnes)	Teneur en azote (tonnes)	Perte moyenne (% en azote)	N ₂ O (tonnes)
Azote				
Urée	1 304 730	600 176	0,11	1 037
Sulfate d'ammonium	205 330	43 119	0,12	81
Nitrate d'ammonium	256 697	87 957	0,26	369
Ammoniac	553 727	442 581	1,63	11 336
Solutions azotées	232 906	66 029	0,11	114
Autres azotes	3 199	0	0,11	0
Nitrate ammoniacal de calcium	32 849	8 470	0,03	4
Phosphate				
Phosphate d'ammonium diacide	937 031	103 073	0,12	194
Phosphate d'ammonium monoacide	180 785	32 541	0,12	61
10-34-0	1 705	238	0,11	0
Autres engrais	293 804	64 171	0,11	111
Totaux	4 002 765	1 448 355		13 300

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

34 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

35 Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, *Climate Change 1995, Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change* (1996), p. 761.

36 Entrevue avec Jim Farrell, Institut canadien des engrais, 5 août 1998.

récoltes. Divers types d'engrais à base d'azote sont épandus au Canada. L'urée et l'ammoniac anhydre sont les deux engrais les plus courants, représentant ensemble environ 72 p. 100 de l'azote minéral épandu comme engrais tous les ans au Canada.

D'après les estimations actuelles, l'épandage d'ammoniac anhydre est la source de 85 p. 100 des émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais au Canada. Par rapport à l'ammoniac anhydre, on épand de l'urée à raison de 750 000 tonnes de plus au Canada (ce qui correspond au total à une quantité supérieure de 158 000 tonnes d'éléments nutritifs azotés épandus avec de l'urée par rapport à l'ammoniac anhydre). Cependant, l'urée ne représente qu'environ 8 p. 100 des émissions d'oxyde nitreux, alors que l'ammoniac anhydre équivaut à 85 p. 100. Cette disparité s'explique par le fait que l'ammoniac anhydre présente un tel coefficient d'émission (1,63 %) par rapport à l'urée (0,11 %) et à tous les autres engrais à base d'azote.

10.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Actuellement, les émissions d'oxyde nitreux attribuables à l'épandage d'engrais au Canada font l'objet d'une grande incertitude. En fait, dans son inventaire de GES, Environnement Canada n'attribue même pas un facteur d'incertitude aux évaluations d'émissions d'oxyde nitreux attribuables à l'épandage d'engrais.

Actuellement, Environnement Canada se sert de coefficients d'émission (c.-à-d. perte moyenne [% N] dans le tableau ci-dessus) pour les divers engrais à base d'azote, et applique ces coefficients aux quantités d'engrais épandu.

Les recherches internationales menées sur ce sujet ont révélé que 50 p. 100 des émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais ne font peut-être pas partie des évaluations actuelles. Les évaluations actuelles d'émissions d'oxyde nitreux sont basées sur des coefficients d'émission élaborés à partir de mesures d'émissions sur le terrain, alors qu'une forte proportion de l'engrais épandu dans les champs est rejeté en dehors de ces terrains à cause du ruissellement et des pertes d'ammoniac. Les évaluations d'émissions futures pour le Canada refléteront peut-être ces sources supplémentaires, du fait que le nouveau document de méthodes d'inventaire de GES, publié par le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, présente en détails certaines méthodes nouvelles d'évaluation des émissions provenant de ces sources supplémentaires.

Les coefficients d'émission seront la méthode employée pour évaluer les émissions d'oxyde nitreux dans l'avenir. Pour intégrer ces technologies et pratiques (voir ci-dessous) qui peuvent réduire les émissions d'oxyde nitreux, il faudra mettre au point des coefficients d'émission ajustés qui reflètent leur contribution relative à la réduction des émissions d'oxyde nitreux et, par conséquent, quantifier les crédits qui seraient accumulés et qui serviraient à des fins d'échange de droits d'émission.

10.4 Options de réduction des émissions de GES

Un vaste éventail de méthodes et technologies d'exploitation agricole ont été mises au point ou sont en cours de développement, et permettront de réduire les émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais³⁷.

³⁷ Les émissions de dioxyde de carbone provenant de sols ne font pas partie de cette recherche.

Réduction prévue d'émissions de N₂O, dans l'hypothèse de l'application à l'échelle mondiale de méthodes d'atténuation

Méthode adoptée	Baisse prévue des émissions de N ₂ O (Mt N/an)
Faire coïncider l'offre de N avec la demande des cultures <ul style="list-style-type: none"> • Analyser le sol ou la végétation pour déterminer les besoins en N des engrais • Réduire au minimum les périodes de jachère pour limiter l'accumulation de N minéral • Optimiser les plans d'épandage fractionnés • Faire coïncider l'application de N pour réduire les objectifs de production dans les régions de surproduction de récoltes 	0,24
Raccourcir les cycles d'écoulement de N <ul style="list-style-type: none"> • Intégrer les systèmes de production animale et de récolte – réutilisation du fumier dans la production végétale • Maintenir les débris végétaux azotés sur les lieux de la production 	0,14
Recourir à des techniques modernes de fertilisation <ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des engrais à libération contrôlée • Placer les engrais sous la surface du sol • Recourir à l'application foliaire d'engrais • Se servir d'inhibiteurs de nitrification • Faire coïncider le type d'engrais avec les précipitations saisonnières 	0,15
Optimiser le travail du sol, l'irrigation et le drainage	0,15
Total	0,68

Source : Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, *Climate Change 1995, Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change* (1996), p. 763.

Trois technologies d'exploitation sont analysées dans le présent chapitre : (i) pratiques d'utilisation des engrais; (ii) inhibiteurs de nitrification; (iii) gestion de l'eau d'irrigation.

10.4.1 Pratiques d'utilisation des engrais

En adaptant mieux les engrais minéraux aux exigences des cultures, on réussirait à diminuer la demande d'engrais et, du même coup, à réduire les émissions d'oxyde nitreux. Cette efficacité accrue peut se réaliser par les moyens suivants^{38, 39} :

- utiliser des trousseaux de test d'azote pour faire mieux coïncider les exigences des cultures avec l'apport en éléments nutritifs;
- calibrer régulièrement la machinerie pour assurer un déversement précis des engrais;
- porter soigneusement attention à la fréquence, au choix du moment et à l'emplacement approprié des épandages d'engrais;
- abandonner le concept d'entretien, qui ne reconnaît pas la quantité d'azote résiduel dans le sol ni le potentiel de nitrification du sol;
- ajuster le taux d'application d'azote selon un objectif de rendement raisonnable pour la culture précise, ainsi que pour le champ ou le sol;
- épandre l'azote suffisamment en profondeur dans le sol pour diminuer le ratio oxyde nitreux/azote gazeux (N₂O/N₂) lorsque la dénitrification se produit réellement;

³⁸ Organisation de coopération et de développement économiques, *Policies and Measures for Common Action, Working Paper 7 — Agriculture and Forestry, Identification of Options for Net GHG Reduction* (Paris, juillet 1996), p. 26.

³⁹ Center for Agricultural Science and Technology, *Preparing U.S. Agriculture for Global Climate Change* (Ames, Iowa, juin 1992), p. 76.

- tenir compte de la minéralisation de l'azote dans le sol et de l'azote provenant des légumineuses, des fumiers, des déchets organiques, des eaux d'irrigation et d'autres sources possibles.

On a évalué que l'amélioration de l'efficacité des engrais permet de réduire les émissions d'oxyde nitreux de 0,3-0,9 million de tonnes (Mt) de N₂O-N par an à l'échelle mondiale. En outre, la production d'engrais exige beaucoup d'énergie, et la réduction de l'utilisation des engrais, et par conséquent de la production, réduira également les émissions de dioxyde de carbone.

10.4.2 Inhibiteurs de nitrification

Les inhibiteurs de nitrification sont des produits chimiques appliqués avec les engrais pour maintenir l'azote ajouté sous forme d'ammonium. Les inhibiteurs de nitrification stabilisent l'engrais épandu sous forme d'ammoniac (NH₃) ou sous la forme d'ammonium (NH₄⁺) en inhibant l'action des bactéries Nitrosomonas au cours de la première étape de la nitrification. Les pertes d'azote sont réduites si l'azote épandu demeure sous la forme de NH₄⁺ pendant plusieurs semaines après l'épandage, surtout lorsqu'il est épandu en automne ou lorsqu'il y a des fortes précipitations au printemps. Un inhibiteur, tel que la nitrapyrine ou l'acétylène, peut s'avérer efficace dans de nombreuses situations de polyculture⁴⁰.

10.4.3 Gestion des eaux d'irrigation

En général, les émissions de gaz de dénitrification se produisent immédiatement après chaque irrigation. Comme l'oxyde nitreux peut être encore transformé en azote pendant le transport jusqu'à la surface du sol, il devient plus facile de diminuer le ratio oxyde nitreux/azote des gaz qui en résultent lorsque l'azote minéral est enfoncé plus profondément dans le sol. Une irrigation peu fréquente diminue le nombre de cycles de

dénitrification et contribue également à faire pénétrer l'azote soluble plus profondément dans le sol, où les réserves d'oxygène sont plus limitées. Ceci réduit la quantité d'oxyde nitreux qui peut se former à partir de l'azote⁴¹.

Peu d'analyses économiques ont été faites sur les pratiques de réduction des émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais. Ceci s'explique par le fait que certaines de ces pratiques ne sont peut-être pas employées par un grand nombre d'agriculteurs et que, là où elles le sont, elles correspondent à des systèmes complexes d'exploitation, ce qui permet difficilement de séparer les coûts des avantages⁴². Les pratiques d'application des engrais, les technologies de gestion des eaux d'irrigation et les inhibiteurs de nitrification sont tous disponibles et présentent des coûts d'immobilisations qui sont censés être faibles⁴³. Ces pratiques sont plus susceptibles de devenir réalisables sur le plan économique dans les cultures qui présentent une forte demande en azote (p. ex. maïs, coton et blé⁴⁴).

10.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES

Un programme d'échange de substances est censé être le système d'échange de droits d'émission qui convienne le mieux dans le cas de la réduction des émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais. Cependant, un programme habituel d'échange de substances ne conviendrait pas à cause de la forte variation des émissions d'oxyde nitreux qui proviennent de divers engrais contenant de l'azote. Selon un système normal, si l'azote est simplement attribué et qu'il n'est pas lié aux émissions d'oxyde nitreux, les producteurs pourraient facilement utiliser tout l'azote disponible qui leur est attribué pour produire les engrais avec un coefficient d'émission d'oxyde nitreux maximal. Il en résulterait une hausse des émissions d'oxyde nitreux.

⁴⁰ *Ibid.* p. 77.

⁴¹ Symbiotic Environmental Research and Consulting, *Inventory of Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions from Agriculture* (Ottawa, 1997), p. 16-17.

⁴² Organisation de coopération et de développement économiques, *Policies and Measures for Common Action, Working Paper 7 — Agriculture and Forestry, Identification of Options for Net GHG Reduction* (Paris, juillet 1996), p. 32.

⁴³ Symbiotic Environmental Research and Consulting, *Inventory of Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions from Agriculture* (Ottawa, 1997), p. 26.

⁴⁴ Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, *Climate Change 1995, Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change* (1996), p. 765.

Producteurs canadiens d'engrais à base d'azote

Société	Lieu de l'usine
Agrium	Redwater (AB)
Agrium	Ft Saskatchewan (AB)
Saskferco Products	Belle Plaine (SK)
Agrium	Carseland (AB)
Terra International	Courtright (ON)
Agrium	Joffre (AB)
Hydro Agri Canada	Maitland (ON)
Orica Canada	Carseland (AB)
Simplot Canada	Brandon (MB)
Western Cooperative Fertilizers	Calgary (AB)
Pacific Ammonia	Kitimat (C.-B.)

Source : Institut canadien des engrais, communication par télécopie, 1998.

Le programme d'échange de substances ici proposé serait basé sur un taux d'azote ajusté, qui est en fait la quantité d'azote utilisée pour produire des engrais ajustés en vue de tenir compte des coefficients respectifs d'émission d'oxyde nitreux de plusieurs engrais. Ce système s'appliquerait au niveau de la production des engrais, puisqu'il n'existe que quelques producteurs d'engrais contenant de l'azote au Canada. On imposerait à chaque producteur canadien d'engrais un plafond à la quantité d'azote ajusté qui pourrait servir à produire l'engrais. L'ajustement à l'azote servirait à renouveler les émissions potentielles d'oxyde nitreux liées à l'épandage de l'engrais sur les sols canadiens à l'engrais qui est produit au Canada. Grâce à cet ajustement, les producteurs pourraient décider comment répartir leur azote ajusté entre les divers engrais à base d'azote qui peuvent être produits.

Par exemple, si un producteur décidait de fabriquer de l'ammoniac anhydre avec l'azote ajusté attribué, ce producteur utiliserait alors une forte proportion de l'azote ajusté qui lui est attribué pour une petite quantité d'ammoniac anhydre, à cause du coefficient élevé d'émission. Par exemple, si l'on attribue à un producteur 100 tonnes d'azote ajusté, la société pourrait utiliser 61 tonnes d'azote pour produire de l'ammoniac anhydre, qui présente un coefficient d'émission d'oxyde

nitreux de 1,63 (c.-à-d. 61 tonnes d'azote multiplié par 1,63 = 100 tonnes). Le fabricant pourrait également décider d'utiliser 900 tonnes d'azote pour produire de l'urée, qui présente un coefficient d'émission d'oxyde nitreux de 0,11 (c.-à-d. 909 tonnes d'azote multiplié par 0,11 = 100 tonnes). L'application de cet ajustement vient corriger toute disparité dans les coefficients d'émission entre les divers engrais à base d'azote.

Toutefois, le système d'échange de droits d'émissions réelles devrait peut-être tenir compte de plusieurs autres facteurs, notamment : la production d'urée piège le dioxyde de carbone; l'effet de l'épandage de divers engrais sur le rendement des récoltes (c.-à-d. divers taux possibles de piégeage); la production d'urée exige plus d'énergie que d'autres engrais à base d'azote; l'urée rejette du dioxyde de carbone dans les champs, contrairement à l'ammoniac anhydre.

Comme les émissions proviennent des exploitations agricoles, un programme d'échange de substances administré au niveau du producteur devrait tenir compte du commerce des engrais. Les producteurs et les importateurs d'engrais devraient peut-être détenir des permis, alors que les producteurs seraient autorisés à recevoir des crédits pour toute exportation d'engrais si le pays destinataire n'a pas participé à un programme d'échange. Ceci ferait coïncider les permis avec la consommation intérieure d'engrais et, par conséquent, avec les émissions d'oxyde nitreux.

Il existe d'autres programmes possibles d'échange de droits d'émission qui pourraient servir à réduire les émissions d'oxyde nitreux liées à l'épandage d'engrais. Par exemple, des programmes d'échange de droits d'émissions, d'échange de substances et d'échange de crédits pourraient tous s'appliquer au niveau de l'exploitation. Cependant, ces options ne sont pas considérées comme favorables à cause du nombre beaucoup plus élevé de participants à ce système par rapport à un programme d'échange de droits d'émission au niveau du producteur d'engrais. Il faut signaler qu'un programme d'échange de crédits pourrait également s'appliquer au niveau du producteur, les crédits étant accumulés grâce à une mutation de la production vers des engrais présentant un coefficient moins élevé d'émission d'oxyde d'azote.

11. Production d'ammoniac

11.1 Source et quantité d'émissions de GES

L'ammoniac (NH_3) est produit dans les grosses usines à partir de l'azote gazeux et de l'hydrogène, mélangé à un ratio de 1:3, la réaction étant assurée par un catalyseur. L'azote gazeux est dérivé de l'air selon un procédé de liquéfaction et de séparation. L'hydrogène est généralement produit à partir du gaz naturel selon un procédé connu sous le nom de reformage du méthane à la vapeur. Selon ce procédé, le dioxyde de carbone est produit comme coproduit avec l'hydrogène, et doit être séparé comme flux gazeux assez pur. Si le dioxyde de carbone (CO_2) qui provient de la fabrication de l'ammoniac ne peut pas être utilisé par la suite, il est rejeté dans l'atmosphère.

L'urée est un engrais à base d'azote de forme solide qui est produit à partir de l'ammoniac et du dioxyde de carbone. La production d'urée est souvent intégrée à la production d'ammoniac pour utiliser le sous-produit de

dioxyde de carbone produit au cours du reformage du méthane à la vapeur. Sous la forme de l'urée, le carbone peut être piégé dans la végétation ou peut être rejeté dans l'atmosphère une fois l'engrais épandu sur le sol.

D'après Environnement Canada, la quantité nette de dioxyde de carbone émise par la production d'ammoniac était de 3 800 kilotonnes (kt) en 1995. Ceci représente environ 3 p. 100 des émissions de gaz à effet de serre (GES) non liées à la combustion et environ 0,6 p. 100 des émissions totales de GES. Ce calcul est basé sur des coefficients d'émission et sur les niveaux des productions industrielles d'ammoniac et d'urée. Les émissions nettes de dioxyde de carbone liées à la production d'ammoniac tiennent compte du dioxyde de carbone employé dans la fabrication de l'urée.

L'urée est le fruit d'une réaction de l'ammoniac avec le dioxyde de carbone. Pour fabriquer 1 kg d'urée, il faut environ 0,6 kilogramme (kg) d'ammoniac et 0,75 kg de dioxyde de carbone. Une forte proportion du dioxyde de carbone produit par les usines d'ammoniac sert déjà à fabriquer l'urée. La production canadienne d'urée représente 55 p. 100 de la demande intérieure totale d'ammoniac.

Tendances des émissions de CO_2 liées à la production d'ammoniac						
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Émissions nettes de CO_2 (kt)	3 200	3 400	3 500	3 600	3 800	3 800
Production brute d'ammoniac (Mt)	3,7	3,7	3,8	4,1	4,2	4,2
Production d'urée (Mt)	2,6	2,4	2,5	2,9	2,9	2,9

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

Capacités de fabrication d'urée et d'ammoniac au Canada, 1995			
Société	Lieu	Ammoniac (kt)	Urée (kt)
Agrium Inc.	Redwater (AB) (2)	880	600
Agrium Inc.	Ft Saskatchewan (AB)	440	370
Agrium Inc.	Carseland (AB)	550	730
Agrium Inc.	Joffre (AB)	420	0
Canadian Fertilizers Ltd.	Medicine Hat (AB)	1 050	680
Pacific Ammonia Inc.	Kitimat (C.-B.)	260	0
Saskferco Products Inc.	Belle Plaine (SK)	630	930
Sherritt International	Ft Saskatchewan (AB)	150	100
Simplot Canada Ltd.	Brandon (MB)	190	150
Terra International	Courtright (ON)	380	250
Capacité totale			

Source : Institut canadien des engrais, communication télécopiée, 1998.

11.2 Nature du flux d'émissions de GES

Le dioxyde de carbone émis par la fabrication de l'ammoniac est concentré sous forme d'un flux assez pur (pureté supérieure à 90 %) à une seule source ponctuelle provenant de l'usine de reformage du méthane à la vapeur. Le dioxyde de carbone est généralement séparé de l'hydrogène dans une unité d'absorption modulée en pression (A.M.P.) à la sortie de l'unité de reformage du méthane à la vapeur.

11.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Comme le flux gazeux de dioxyde de carbone est assez concentré et qu'il émane d'une seule source ponctuelle, il est facile de calculer les émissions de manière assez exacte à partir des taux de flux gazeux et des mesures de concentration.

11.4 Options de réduction des émissions de GES

Le modèle de réduction des émissions de dioxyde de carbone par le piégeage avec l'ammoniac dans de plus grandes quantités d'urée comporte l'une des trois options suivantes :

- accroître la production d'urée dans les usines canadiennes pour combler la capacité existante;
- agrandir les usines existantes de fabrication d'urée;
- construire de nouvelles usines de production d'urée.

La production d'urée est actuellement dictée par la demande sur le marché d'engrais à base d'urée. La demande en urée en Amérique du Nord a connu une croissance constante au cours de la dernière décennie, à raison d'un taux annuel moyen d'environ 7 p. 100 par an. À peu près la moitié de l'ensemble de la production canadienne d'urée est exportée, surtout à destination du Midwest américain. Le coût en immobilisations de la construction d'une nouvelle usine d'urée capable de produire 750 kt d'urée par an au Canada est évalué approximativement entre 200 et 300 millions de dollars⁴⁵.

⁴⁵ Sources de l'industrie.

11.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES

Le fait qu'il n'existe que dix usines d'ammoniac et huit usines d'urée qui sont exploitées par sept entreprises au Canada signifie que la majeure partie des émissions de dioxyde de carbone liées à la fabrication d'ammoniac correspondent à un petit nombre d'entités au sein du système d'échange. Ces émissions sont mesurables et vérifiables. Les producteurs ont la capacité d'accroître la production d'urée, soit en augmentant la production dans les usines existantes, soit en ajoutant une nouvelle capacité.

Un programme d'échange de droits d'émission ou un programme d'échange de crédits conviendrait aux émissions de dioxyde de carbone liées à la production d'ammoniac. Comme le dioxyde de carbone est créé au cours de la production, un programme d'échange de substances ne conviendrait pas.

12. Sols agricoles

12.1 Source et quantité d'émissions de GES

Agriculture et Agroalimentaire Canada applique une méthode de modélisation informatique (modèle Century) pour évaluer les émissions de dioxyde de carbone qui reflètent fidèlement les complexités qui font varier les flux de carbone dans les sols agricoles. Ce modèle Century exige l'apport de plusieurs données, telles que des paramètres d'entrée pour de multiples parcelles de matière organique du sol, des taux de décomposition qui varient selon la température du sol et les précipitations, ainsi que les flux de carbone et d'azote. En outre, le modèle Century tient compte de plusieurs pratiques d'exploitation agricole, notamment la plantation, l'épandage d'engrais, le travail du sol et le pacage⁴⁶.

46 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997), p. 52.

47 *Ibid.*

D'après Environnement Canada, en 1995, les sols agricoles ont émis 2 480 kilotonnes (kt) de dioxyde de carbone (CO₂), soit environ 2 p. 100 des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) non liées à la combustion, ou environ 0,4 p. 100 des émissions totales de GES au Canada.

Tendances des émissions de CO₂ pour les sols agricoles au Canada

Année	Émissions de CO ₂ (kt)
1990	7 090
1991	5 820
1992	5 000
1993	3 940
1994	3 490
1995	2 480

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)* (Ottawa : Environnement Canada, avril 1997).

Les émissions de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles ont diminué entre 1990 et 1995. La tendance des émissions nettes se dirige vers un équilibre général du carbone dans les sols canadiens, ce qui avait été prévu comme devant se produire en 1997. D'après le modèle Century, le taux de diminution des émissions de dioxyde de carbone entre 1990 et 1996 est à peu près cinq fois plus élevé que pour la période de 1980 à 1990, ce qui reflète les changements apportés aux pratiques agricoles⁴⁷.

12.2 Nature du flux d'émissions de GES

Les émissions de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles proviennent d'un grand nombre d'exploitations dans l'ensemble du Canada. Ces émissions résultent de la décomposition par voie aérobie des matières organiques dans le sol. Lorsque le carbone

contenu dans les sols est équilibré, la quantité de carbone piégé dans les matières organiques compense les émissions liées à la décomposition des matières organiques, et le stock de carbone net est stable. De nombreux facteurs influent sur le taux de décomposition, notamment les conditions climatiques et les pratiques d'exploitation des sols.

Il est à noter que les émissions de dioxyde de carbone pour les sols agricoles varient selon les régions du Canada. À l'échelon régional, le dioxyde de carbone serait surtout émis ou piégé dans la ceinture agricole des Prairies, ainsi qu'en Ontario.

Les émissions de dioxyde de carbone qui proviennent des sols agricoles varient beaucoup d'une exploitation à l'autre, même s'il s'agit des mêmes cultures. Il existe plusieurs pratiques d'exploitation agricole qui peuvent favoriser soit les flux de dioxyde de carbone, soit le piégeage du dioxyde de carbone. L'association de ces pratiques agricoles a des incidences importantes sur les flux nets totaux de dioxyde de carbone provenant des exploitations individuelles. On trouvera ci-dessous une brève analyse du nombre de ces pratiques agricoles.

12.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Tant Environnement Canada que le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) ont reconnu que l'évaluation des flux de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles fait l'objet de beaucoup d'incertitude. Environnement Canada n'a pas établi le degré d'incertitude pour les évaluations des émissions de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles, comme il l'a fait pour plusieurs autres sources d'émissions de GES non liées à l'énergie. Quant au GIEC, il laisse entendre que ces évaluations du débit et de la capacité de stockage du carbone (C) font l'objet d'une grande incertitude, tout comme le niveau auquel les diverses options d'atténuation pourraient être mises en œuvre⁴⁸.

Tel que mentionné précédemment, le modèle Century est actuellement utilisé au Canada pour évaluer les flux de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles. Plusieurs sources de données sont requises pour ce modèle. Sur la base d'un polygone de Pédopaysage du Canada, les données du recensement agricole de Statistique Canada ont servi à calculer la surface cultivée et déterminer le pourcentage de chiffres sur l'agriculture classique et la culture sans labour pour les années du recensement. La surface cultivée annuellement entre 1990 et 1995 a été tirée des données de base de Statistique Canada. Les données sur les sols provenaient du Système d'information sur les sols du Canada, et les données sur les récentes pratiques du travail du sol et de consommation d'engrais ont été fournies par la Direction de la politique et des programmes de revenu agricole d'Agriculture et Agroalimentaire Canada. À l'aide de ces données, le modèle Century a permis de déterminer les estimations annuelles des flux de dioxyde de carbone pour la période de 1990 à 1995.

Il faudra probablement recourir au modèle Century dans l'avenir pour évaluer le piégeage accru du dioxyde de carbone à cause de la mise en place de pratiques agricoles qui ont un effet dissuasif sur le flux de dioxyde de carbone. Cependant, il y a lieu de douter de la possibilité de vérifier ces évaluations d'émissions, car il y a plusieurs facteurs qui font varier les flux de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles. La mise en œuvre des pratiques agricoles visant à piéger une plus grande quantité de carbone dans le sol peut faire l'objet d'un taux de réussite qui dépend des conditions météorologiques et d'un grand nombre d'autres facteurs. La capacité de réunir toutes ces conditions dans une seule exploitation agricole, aux fins d'un programme d'échange de droits d'émission de GES, est discutable.

⁴⁸ Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat, *Climate Change 1995, Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change* (1996), p. 757.

12.4 Options de réduction des émissions de GES⁴⁹

Le carbone organique des sols dans les terres cultivées en permanence peut augmenter grâce à diverses pratiques d'exploitation, telles que l'accroissement de la restitution des matières organiques dans les sols, la diminution des périodes de jachère, l'utilisation de plantes couvre-sol diverses ou de cultures vivaces, le recyclage des déchets organiques, la diminution du travail du sol, le contrôle de l'érosion et l'agroforesterie. Plusieurs expériences à long terme ont révélé que, pour bien des sols, les taux de carbone organique sont directement proportionnels aux taux annuels d'apport en carbone. La croissance de la production végétale grâce à une meilleure gestion des éléments nutritifs, à la réduction des périodes de jachère et à l'amélioration des cultivars permet d'améliorer la terre en carbone dans les sols si les résidus des récoltes sont retenus.

La jachère estivale est beaucoup courante dans les régions semi-arides du Canada pour compenser la variabilité des précipitations et accroître le stockage des déchets du sol. L'élimination ou la réduction de la jachère estivale grâce à une meilleure gestion de l'eau pourrait sensiblement augmenter le carbone dans les terres semi-arides et atténuer l'érosion du sol.

En recourant plus amplement à la culture vivace des fourrages, on peut aussi augmenter sensiblement la teneur en carbone du sol, grâce à une production carbonique élevée des racines, en l'absence de perturbations par le travail du sol et à la protection contre l'érosion. Là où le climat le permet, les plantes couvre-sol d'hiver diminuent l'érosion et fournissent des apports supplémentaires de carbone, ce qui accroît du même coup le carbone organique du sol. Une autre pratique de gestion qui permet de piéger de plus grandes quantités de carbone consiste à appliquer du fumier en abondance dans les champs. La réduction du travail du sol ou le semis direct augmente souvent (mais pas toujours) la teneur en carbone du sol. Cependant, plusieurs études ont révélé des augmentations réelles de la teneur organique du sol grâce à la réduction du travail du sol.

⁴⁹ *Ibid* pour l'essentiel de ce chapitre.

Le piégeage possible du carbone dans les terres agricoles canadiennes au cours des 50 prochaines années a été récemment évalué à l'aide de données à long terme sur le terrain et du modèle Century. Les chercheurs ont appliqué les hypothèses suivantes au modèle Century : la zone de terres cultivées en permanence au Canada demeurerait à l'intérieur de 5 p. 100 de la zone actuelle; il y aurait une réduction sensible de la jachère estivale dans la zone des sols chernozémiques, et les pratiques de culture seraient intensifiées par divers moyens : épandage accru d'engrais, amélioration de la gestion des résidus grâce à la réduction du travail du sol, et meilleur contrôle de l'érosion. Au cours d'une période de 50 ans, les chercheurs ont observé une augmentation du stockage de carbone de 22 millions de tonnes (Mt) grâce à la réduction de la jachère estivale, et de 69 Mt grâce au développement des cultures de foin en rotation. Une bonne fertilisation et un bon contrôle de l'érosion grâce au semis direct et à d'autres mesures ont également été prévus pour augmenter davantage l'entreposage du carbone. L'accumulation de l'ensemble de ces pratiques de gestion a abouti à des prévisions d'entreposage annuel du carbone équivalant à 3,4 p. 100 des émissions actuelles de dioxyde de carbone au Canada.

Les coûts éventuels associés à la promotion de l'entreposage du carbone dans les sols agricoles comprennent les besoins en combustibles fossiles (p. ex. engrais), la perte de production (p. ex. programme de retrait obligatoire des terres en culture), et les besoins supplémentaires de main-d'œuvre et de capitaux (p. ex. régénération des sols). Ces coûts éventuels pourraient limiter le potentiel de croissance du stockage du carbone.

12.5 Opportunité de l'échange de droits d'émissions de GES

Un programme d'échange de droits d'émission pour les terres agricoles peut être évalué à l'égard des flux de carbone ainsi que de la fixation du carbone. En ce qui concerne les flux de carbone, les sols ne sont pas censés être une source appropriée pour l'échange de droits

d'émission, et ce, pour plusieurs raisons. Par exemple, les sols agricoles sont considérés comme une source de dioxyde de carbone trop restreinte pour justifier son inclusion dans un programme d'échange de droits d'émission. De même, les sources de dioxyde de carbone provenant des sols agricoles sont réparties par milliers dans l'ensemble du Canada, et les crédits réels que les agriculteurs pourraient obtenir seraient, dans la plupart des cas, minimes. Enfin, les sols sont censés devenir un puits de carbone net en 1997, même si les prochains calculs du modèle Century devront déterminer si cette prévision est exacte.

La possibilité que les sols agricoles soient intégrés à un programme d'échange comme chélateur de carbone poserait aussi des problèmes pour les mêmes raisons. Par exemple, à cause du grand nombre des exploitations (c.-à-d. des milliers) qui pourraient réclamer des crédits, il serait très fastidieux de tenir compte du piégeage du carbone. En outre, l'exactitude des évaluations actuelles des capacités de piégeage de certaines pratiques agricoles ne serait peut-être pas acceptable, surtout à cause du grand nombre de facteurs qui peuvent influencer sur la capacité globale de piégeage de ces pratiques. De surcroît, on ne sait pas très bien si le piégeage du carbone est vérifiable, et cette vérification pourrait s'avérer très difficile et onéreuse en ressources.

Néanmoins, si l'on envisageait de mettre au point un programme d'échange pour les sols agricoles basé sur les puits, il faudrait signaler que les mesures de piégeage et d'entreposage ne se prêtent qu'à l'échange de crédits. Les droits d'émission ne peuvent pas être attribués puis échangés, parce que les sols agricoles sont censés devenir un puits net dans un avenir rapproché, si ce n'est pas déjà chose faite. En outre, il n'existe aucune substance échangeable qui refléterait le potentiel de puits ou les émissions brutes des sols agricoles.

Dans tout programme d'échange adapté aux sols agricoles, la clé serait de pouvoir évaluer puis vérifier les capacités de piégeage du carbone qu'offrent les diverses pratiques agricoles à l'échelle de l'exploitation, voire peut-être à l'échelon régional.

13. Production de magnésium et moulage sous pression

13.1 Source et quantité d'émissions de GES

L'hexafluorure de soufre (SF_6) est un gaz à usage spécial, lourd et inerte, dont on estime la valeur de potentiel de réchauffement global (PRG) à 23 900 fois celle du dioxyde de carbone. Il suffit de petites quantités de ce gaz pour provoquer une hausse globale marquée des émissions de gaz à effet de serre (GES). Dans le présent chapitre, nous examinons les utilisations de ce gaz et ses émissions dans le cadre de la production primaire et secondaire de magnésium, où il sert à titre de composant des gaz inertes de couverture employés pour empêcher le magnésium en fusion de s'enflammer à l'air.

La production primaire et secondaire de magnésium est la plus grande source industrielle des émissions d'hexafluorure de soufre (SF_6) au Canada. En 1995, ces émissions se chiffraient à quelque 75 tonnes de SF_6 , soit environ 1 900 kilotonnes (kt) par an d'équivalent de dioxyde de carbone (CO_2). Ce chiffre représente un peu plus de 1 p. 100 des émissions de GES ne provenant pas de la combustion et 0,3 p. 100 du total des émissions de GES au Canada.

Les 75 tonnes annuelles d'hexafluorure de soufre absorbées par les activités canadiennes de production de magnésium représenteraient de 35 à 40 p. 100 de la demande totale de 200 tonnes par an. À l'échelon mondial, l'utilisation finale ne représente que de 10 à 15 p. 100 environ de la consommation d'hexafluorure de soufre, mais cette proportion est plus grande au Canada en raison d'une importante industrie primaire de production de magnésium.

L'hexafluorure de soufre a une autre utilisation finale notable : il sert d'isolant (diélectrique) dans les équipements des services publics d'électricité, ce qui représente en gros 60 p. 100 de son utilisation au Canada. L'hexafluorure de soufre de qualité supérieure a des utilisations aussi nombreuses que diverses dans les

industries de l'électronique, des petites pièces métalliques et des produits médicaux, qui comptent pour moins de 5 p. 100 du volume utilisé. Nous examinons au chapitre 16 ces autres utilisations finales.

Estimation de la demande de SF₆ au Canada en 1995	
	Volume (t/an)
Équipements électriques	120
Production primaire de magnésium	50
Production secondaire de magnésium	25
Divers (électronique, produits médicaux, laboratoires d'analyses)	5
Total (importations)	200

Sources : Entrevue avec un distributeur canadien; estimations de Cheminfo Services.

13.1.1 Production de magnésium

Il y a au Canada deux grandes usines de production primaire de magnésium. La Norsk Hydro, implantée à Bécancour (Québec), est la plus importante. Cette entreprise opère à l'échelon mondial et domine le marché. Sa capacité est d'environ 43 kt par an, mais doit grimper à 68 kt par an d'ici l'an 2000. De nouvelles hausses permettraient d'atteindre, par la suite, une production de 86 kt par an, en raison de la forte croissance de la demande de pièces d'automobile moulées. La deuxième usine est beaucoup plus petite; c'est la TIMMINCO, installée à Haley Station (Ontario). D'une capacité de quelque 4 kt par an, cette usine produit des alliages de magnésium, calcium et strontium. La société Métallurgie Magnola a entamé la construction d'une nouvelle usine de production de magnésium à Asbestos (Québec). Visant une capacité de 58 kt par an, l'usine doit lancer ses activités en juin 2000. Cette usine représente une source potentielle d'émissions d'hexafluorure de soufre.

Production primaire et secondaire de magnésium au Canada	
Entreprise	Emplacement
Production primaire	
Norsk Hydro	Bécancour (QC)
Timminco	Haley Station (ON)
Production secondaire (Fonderies)	
Trimag	Haley Station (ON)
Dynacast	Pointe-Claire (QC)
Magnesium Products Ltd.	Strathroy (ON)
ITM	Québec (QC)
Indalloy	Rexdale (ON)

Source : Entrevues avec des porte-parole d'entreprises.

Au cours de la production secondaire, le moulage transforme les lingots de magnésium en pièces d'automobile et d'avion. Le moulage consomme aussi de l'hexafluorure de soufre comme gaz de couverture des petits fours, puisque le magnésium est en fusion pendant l'opération. À peu près 30 p. 100 du magnésium produit au Canada est utilisé par des fonderies nationales, le reste étant exporté. Il n'y a que cinq ou six fonderies consommatrices de magnésium au Canada.

De 1990 à 1995, il y a eu diminution constante des émissions en aboutissement d'efforts soutenus de réduction des taux de consommation. Une hausse marginale de la production primaire a été enregistrée, mais les taux de consommation ont baissé, pour se stabiliser à des niveaux de 0,7 à 0,8 kilogrammes (kg) d'hexafluorure de soufre par tonne de magnésium produit. La Norsk Hydro, qui absorbe une bonne partie de l'hexafluorure de soufre, déclare avoir abaissé son taux de consommation à 0,64 kg la tonne en 1997 et prévoit un taux de 0,53 kg la tonne pour 1998. En principe, le seuil inférieur se situerait dans le voisinage de 0,4 à 0,5 kg la tonne.

Émissions de SF₆ liées à la production de magnésium

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000
Émissions de SF ₆ (t)	120	136	91	84	85	79	100
Éq.-CO ₂ (kt)	2 870	3 250	2 170	2 010	2 030	1 980	2 390

Sources : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, Ottawa, Environnement Canada, avril 1997; communications personnelles, employés d'Environnement Canada.

L'augmentation de capacité prévue à la Norsk Hydro et l'ouverture de l'usine de Métallurgie Magnola ajouteront probablement de 25 à 30 autres tonnes par an aux émissions d'hexafluorure de soufre après l'an 2000. Les prévisions d'émissions pour l'an 2000 tiennent compte de cette hausse.

13.1.2 Approvisionnement

Le Canada importe la totalité de son approvisionnement. La demande globale du marché canadien en hexafluorure de soufre est estimée à quelque 200 tonnes par an. Ce gaz est fabriqué aux États-Unis, par deux grands producteurs : Air Products (Hometown, PA) et AlliedSignal Specialty Chemicals (Metropolis, IL), qui sont membres de l'industrie hautement spécialisée des composés fluorés.

Le marché canadien est approvisionné par des distributeurs de gaz à usage spécial, qui expédient l'hexafluorure de soufre dans de petits cylindres, en trois degrés de qualité (degré croissant de pureté) : commerciale, instrumentale et intégration à très grande échelle (VLSI). Les principaux distributeurs canadiens sont Air Products Canada Ltd., Praxair Canada Ltd. et Air Liquide Canada Ltée.

13.2 Nature du flux d'émissions de GES

Lors du moulage du magnésium en fusion dans le cadre de la production primaire et secondaire, un gaz inerte de couverture doit protéger de l'oxygène la surface du magnésium, qui a une forte tendance à brûler à l'air. Le gaz inerte se compose principalement d'azote ou de dioxyde de carbone, et une faible proportion d'hexafluorure de soufre contribue à protéger la surface du magnésium et à empêcher la combustion. Les

niveaux de concentration d'hexafluorure de soufre sont minimes et, ces dernières années, ont été réduits à moins de 1 p. 100 du gaz inerte. L'hexafluorure de soufre est un gaz très lourd (pesant près de trois fois plus que l'air), qui se dépose rapidement et avec peu de turbulence à la surface de la matière contenue. Au contact du magnésium en fusion, une petite partie du gaz entre en réaction chimique avec celui-ci pour former une mince pellicule moléculaire, imperméable et non oxydante. Une fois la pellicule enlevée, le magnésium fondu atteint un degré élevé de pureté. On préfère cette technique à celle qui consiste à mêler au magnésium des flux non oxydants, car le degré de pureté est d'une importance capitale pour les opérations de moulage.

L'hexafluorure de soufre n'est pas nocif pour l'être humain aux niveaux de concentration employés pour la production du magnésium. La question du seuil de tolérance n'intervient pas. On s'est déjà servi de soufre et de dioxyde de soufre, mais on a cessé de les utiliser en raison de problèmes de santé et des odeurs. On considère comme dangereuses pour la santé en milieu de travail des concentrations de dioxyde de soufre supérieures à trois parties par million.

13.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Les émissions d'hexafluorure de soufre dégagées par le traitement du magnésium ne sont pas directement mesurables, parce qu'elles constituent une petite fraction du gaz inerte, qui ne provient pas d'une source ponctuelle. On croit que les émissions sont surtout occasionnées par des fuites aux fours de fusion du magnésium. Pour maintenir les niveaux de concentration nécessaires, il faut renouveler l'apport

d'hexafluorure de soufre à partir des cylindres d'approvisionnement. L'hexafluorure de soufre acheté est facilement mesurable. Supposant que la fraction qui réagit avec le magnésium est réduite, le volume des achats serait à peu près égal au volume des émissions atmosphériques.

13.4 Options de réduction des émissions de GES

Il existe deux grands procédés technologiques pour réduire les émissions d'hexafluorure de soufre provenant de la production de magnésium : réduction du taux de consommation et remplacement par un autre gaz de couverture.

13.4.1 Réduction de la consommation

Des efforts soutenus de perfectionnement des procédés ont permis d'abaisser les concentrations moyennes d'hexafluorure de soufre du gaz inerte de couverture depuis le niveau de 1 p. 100 d'il y a plusieurs années à des niveaux minimes, équivalant parfois à 0,1 p. 100. Ces progrès sont attribuables à de meilleurs moyens de mesurer d'infimes concentrations d'hexafluorure de soufre à divers points de la surface du magnésium fondu. Un meilleur système d'injection de gaz à dosage plus fin a été utilisé, et un système de contrôle réduit les variations au minimum. Tant la Norsk Hydro que la Timminco déclarent se servir de ces techniques de contrôle des procédés. Un deuxième moyen de réduction de la consommation est le recyclage de l'hexafluorure de soufre gazeux. Timminco a signalé qu'elle recycle une partie de son gaz, mais n'a pas donné de détails pour des raisons de confidentialité. La Norsk Hydro, chef de file de l'industrie, pratique sans doute une certaine forme de réutilisation ou de recyclage. Si l'on examine les statistiques de cette entreprise, il semble que les réductions futures des taux de consommation d'hexafluorure de soufre ne pourront être que faibles, puisque ces taux se rapprochent déjà du minimum théorique. Par conséquent, il y a peu de possibilité qu'on puisse réduire davantage les émissions d'hexafluorure de soufre par un meilleur contrôle des procédés.

13.4.2 Remplacement par un autre gaz de couverture

En principe, on pourrait remplacer l'hexafluorure de soufre par tout gaz inerte offrant une protection complète contre l'oxygène. La réaction chimique avec le magnésium met en jeu les atomes de soufre. Le soufre et le dioxyde de soufre sont reconnus comme étant les formes de remplacement les plus prometteuses (mais déjà anciennes). L'utilisation d'argon (gaz lourd et inerte) fait aussi l'objet de recherches, bien que cet élément n'entre pas en réaction chimique avec le magnésium. La formule du dioxyde de soufre présente un problème technologique crucial : comment abaisser les émissions de dioxyde de soufre suffisamment pour éliminer les dangers pour la santé et les odeurs. Les immobilisations requises comprendraient probablement divers systèmes spécialisés : alimentation continue, contrôle des procédés, confinement et systèmes antipollution.

La Norsk Hydro explore les possibilités de remplacement de l'hexafluorure de soufre gazeux par le dioxyde de soufre à son centre de recherche d'Oslo, en Norvège. Un membre canadien du personnel estime que le coût du projet de recherche se situerait quelque part entre un et dix millions de dollars. La Norsk Hydro dit avoir la ferme intention de remplacer l'hexafluorure de soufre gazeux dans l'avenir, mais ne peut donner de précision quant aux dates. D'autres travaux seront nécessaires pour déterminer, par exemple, le type de technologie antipollution qui serait nécessaire pour protéger la santé des travailleurs et contenir les gaz. Les recherches de la Timminco ne portent que sur les procédés. On ne sait pas si un système au dioxyde de soufre pourrait être adapté pour utilisation dans les fonderies de petite envergure.

La possibilité de réduction qu'offre cette formule se chiffrerait à 100 p. 100, puisqu'il s'agit d'un remplacement complet. Le dioxyde de soufre est beaucoup moins coûteux que l'hexafluorure de soufre (440 \$ la tonne pour le SO₂ en vrac, par opposition à 30 000 \$ la tonne pour le SF₆ sous conditionnement), mais le taux de consommation pourrait être plus élevé.

13.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?

Les émissions d'hexafluorure de soufre dégagées par la production primaire et secondaire du magnésium ne sont pas mesurables directement, quoique l'utilisation de la substance achetée dans le commerce le soit. La Norsk Hydro effectue des recherches sur une formule de remplacement, mais on ne sait pas si cette formule pourrait être transposée dans d'autres entreprises. Les petites fonderies de magnésium pourraient trouver prohibitif le coût de mise au point de leur propre système de remplacement.

Un programme d'échange de substances conviendrait probablement à cette industrie, en raison de la facilité de mesure du gaz à l'achat. L'utilisation de l'hexafluorure de soufre pour la production de magnésium est restreinte à quelques entreprises (deux grands producteurs et de cinq à dix fonderies). De plus, l'approvisionnement est le fait de quelques distributeurs seulement et pourrait facilement être réglementé.

La production de magnésium étant une source d'émissions d'hexafluorure de soufre de trop faible envergure pour posséder son propre programme d'échange concurrentiel, elle devrait pour ce faire s'allier à d'autres sources de GES. Comme l'estimation des autres émissions d'hexafluorure de soufre (voir le chapitre du présent rapport qui porte sur d'autres utilisations du SF₆) est aussi fondée sur les volumes achetés par un nombre restreint d'entreprises de services publics, on devrait probablement songer à encadrer l'entier de l'approvisionnement en hexafluorure de soufre par un programme d'échange de substances.

14. Émissions liées à l'exploitation houillère

14.1 Source et quantité d'émissions de GES

Dans ce chapitre, nous traitons des émissions de méthane (CH₄) dégagées par les activités d'exploitation houillère et de traitement du charbon. Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) attribuables à la combustion du charbon comme source d'énergie et à d'autres utilisations ne sont pas prises en compte par notre analyse.

En 1995, Environnement Canada estimait les émissions de méthane provenant du charbon à 82 kilotonnes (kt), soit 1 700 kt d'équivalent-CO₂. Ce chiffre représentait 1,2 p. 100 des gaz à effet de serre (GES) ne provenant pas de la combustion et 0,3 p. 100 du total des émissions de GES au Canada.

Le méthane se retrouve à l'état naturel dans les gisements houillers. La concentration de méthane par rapport à la quantité de charbon adjacent dépend de facteurs tels que le type de charbon, la géologie de la région et la profondeur de la couche de charbon. Les concentrations de méthane varient de filon en filon et même d'une partie à l'autre du même filon. Par exemple, la concentration de méthane du centre peut être différente de celle de la frange, dont le méthane peut avoir déjà en partie migré dans le sol attenant. Les terrains stériles ou morts-terrains qui avoisinent les gisements houillers peuvent aussi contenir du métal désorbé du charbon qui est passé dans le sol. À l'emplacement des terrains houillers où le charbon affleure à la surface, il peut y avoir du méthane en dégagement constant dans l'atmosphère.

Le méthane est rejeté dans l'atmosphère lors de l'extraction du charbon et pendant les activités d'exploitation qui suivent. Les activités d'extraction dégagent des émissions en raison des surfaces exposées, des blocailles de charbon et de la décompression ou relâchement des pressions exercées sur les couches. Les

Production et exportations de charbon selon la province			
Province	Production de charbon, 1996 (Mt)	% de la production	Exportations (Mt)
Alberta	36,1	48 %	10,1
Col.-Britannique	25,4	33 %	25,0
Saskatchewan	10,9	14 %	0,0
Nouvelle-Écosse	3,1	4 %	0,1
Nouveau-Brunswick	0,3	1 %	0,0
Total – Canada	75,8	100 %	35,2

Source : Ressources naturelles Canada, *Annuaire des minéraux du Canada : aperçu et perspectives*, édition de 1996, Ottawa, 1997.

Émissions de GES liées à l'exploitation houillère selon la province				
Province	Production de charbon, 1996 (Mt)	Coefficients d'émission⁵⁰ (t CH₄/kt charbon)	Total émissions GES (éq.-CO₂)	% des émissions
Alberta	36,1	0,19 – 0,45	300	17 %
Col.-Britannique	25,4	0,58	570	34 %
Saskatchewan	10,9	0,06	14	1 %
Nouvelle-Écosse	3,1	13,79	830	48 %
Nouv.-Brunswick	0,3	0,13	1	<1 %
Total – Canada	75,8		1 700*	100 %

Remarque : * chiffre arrondi.

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, Ottawa, Environnement Canada, avril 1997.

émissions attribuables aux activités postérieures à l'extraction ont lieu pendant la préparation, le transport, l'entreposage et le concassage final, qui précèdent la combustion. En 1996, le Canada a exporté 46 p. 100 environ de sa production de charbon, dont quelque 70 p. 100 avait été extraite en Colombie-Britannique; tout le reste ou à peu près provenait de l'Alberta. Une partie des émissions de méthane peuvent avoir lieu après l'extraction, au cours des activités relatives à l'exportation vers des marchés étrangers.

14.2 Nature du flux d'émissions de GES

La concentration en méthane du charbon diffère selon les parties du Canada. En général, le charbon de l'Alberta, extrait par exploitation à ciel ouvert ou de surface, a une faible teneur en méthane, tandis que le charbon des exploitations souterraines de la Nouvelle-Écosse présente une teneur en méthane beaucoup plus élevée et peut dégager une quantité beaucoup plus grande d'émissions. Le charbon souterrain est soumis à des pressions plus fortes, ce qui favorise l'adsorption du méthane par la gangue houillère.

50 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, Ottawa, Environnement Canada, avril 1997.

Le méthane dégagé pendant l'extraction souterraine du charbon est chassé de la mine, puisqu'il représente un danger pour le milieu de travail et pour les travailleurs. Des systèmes de ventilation à forte circulation pompent de l'air frais dans toute la mine et en expulsent le méthane qui se dégage à la surface. La concentration de méthane de l'air rejeté par ventilation est faible, en général de 0,2 à 1 p. 100 par volume. Une source de l'industrie a donné en exemple une mine souterraine, où le taux de circulation de l'air était de 12 000 mètres cubes à la minute⁵¹. Ce volume rend le traitement (c.-à-d. combustion du méthane, ou, essentiellement, de l'air) de ces flux irréalisables, du point de vue économique et peut-être même de l'environnement (il se peut en effet que les émissions de CO₂ produites par la combustion de l'air dépassent la réduction en équivalent-CH₄/CO₂ dégagé, mais cette hypothèse devra être confirmée par analyse).

Les activités d'exploitation minière de surface ou à ciel ouvert ne comportent pas de flux de méthane confinés. Le méthane se dégage dans l'atmosphère à partir des surfaces de charbon exposées à l'air pendant l'extraction. Les activités postérieures à l'extraction ne comportent pas non plus de flux de méthane retenus. Le méthane du charbon n'est pas entièrement dégagé pendant les activités qui suivent l'extraction (et précèdent la combustion). La quantité dégagée dépend de facteurs tels que l'intervalle entre l'extraction et la consommation (p. ex. combustion, production d'acier), la superficie des particules de charbon, les températures ambiantes et autres.

14.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

En général, les estimations des émissions de GES associées au Canada à l'exploitation houillère et aux activités postérieures à l'extraction ne sont pas très précises. Environnement Canada signale que son

estimation à 1 700 kt du total des émissions au Canada en 1995 comporte un degré d'incertitude pouvant s'exprimer comme suit : +/- 50 à 20 p. 100 (c.-à-d. que les émissions pourraient être au maximum de 2 550 kt et au minimum de 1 360 kt). Un spécialiste affirme que les divers terrains houillers d'une province, ou même les filons exploités d'un même terrain, peuvent présenter des concentrations de méthane qui varient substantiellement. Un supplément de recherche sera nécessaire pour mieux définir les niveaux d'incertitude subsistant entre une partie et une autre d'une couche houillère définie (p. ex. entre le milieu et la frange du filon)⁵². Différents problèmes se posent touchant la mesure, l'observation et le calcul des émissions provenant des activités d'exploitation souterraine, des activités d'exploitation de surface et des activités postérieures à l'extraction.

C'est dans les mines souterraines qu'on peut obtenir la meilleure mesure des émissions. Seules des techniques de surveillance directes ont été appliquées aux émissions de méthane des mines souterraines. La teneur en méthane de l'air rejeté par ventilation peut être surveillée de façon relativement facile et peu coûteuse, ce qui se fait couramment pour des raisons de sécurité opérationnelle⁵³. Le calcul du total des émissions des mines pourrait vraisemblablement n'occasionner que des coûts différentiels. En 1995, il n'y avait que quelques mines souterraines en exploitation au Canada (affirmation fondée sur des données de 1996); il s'agissait là d'un pourcentage inférieur à 5 p. 100 de la production canadienne de charbon en 1995, mais équivalant à 48 p. 100 des émissions estimées de GES. Ces estimations ne montrent pas clairement la proportion des émissions de GES qui sont attribuables aux activités souterraines proprement dites, par opposition aux activités postérieures à l'extraction. La ventilation des données pourrait être utile, puisque des mesures de réduction des émissions (p. ex. réduction de l'intervalle entre l'extraction et la consommation) pourraient être mises en œuvre à ce stade des émissions.

51 B. King, Neill & Gunter, Halifax (Nouvelle-Écosse), communication personnelle, août 1998.

52 *Ibid.*

53 J. Fiedler et F. Sussman, *Methane Emissions Trading: Determining the Suitability of Methane Sources for Trading, and of Integrating Methane and Carbon Dioxide Sources in a Single Trading System - Draft*, étude préparée pour le Center for Clean Air Policy's GHG Trading Braintrust, 24 juin 1998.

Types d'exploitation des entreprises membres de l'Association charbonnière canadienne			
Types d'exploitation	Production de charbon, 1996	% de la production (Mt)	Mines en exploitation
Surface	34,7	47 %	12
À ciel ouvert	33,4	45 %	11
Souterraine	2,6	4 %	2
Surface et souterraine	3,0	4 %	1
Total, membres de l'Association charbonnière canadienne	73,7	100 %	26
Total - Canada	75,8		28

Source : L'Association charbonnière canadienne, 1997 *Directory*, Calgary, 1997.

Le système de surveillance continue des émissions dans le cas du méthane dégagé par les mines souterraines atteint un degré de précision élevé et il peut facilement servir à l'estimation des émissions de ces exploitations, à partir de la mesure du débit de l'air ventilé⁵⁴.

La plus grande partie du charbon canadien provient de l'Ouest du Canada, d'exploitations de surface et à ciel ouvert. Bien que la quantité de charbon produit soit attentivement mesurée et surveillée (en raison de sa valeur commerciale), la quantité d'émissions de méthane dégagées par les exploitations de surface n'est généralement ni surveillée ni mesurée. Pour obtenir une estimation approximative de ces émissions, des échantillons de charbon ont été prélevés et analysés du point de vue des concentrations de méthane et de l'estimation du volume d'émissions qui pourraient en découler. Les estimations de concentrations de méthane à l'égard de certains terrains houillers de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique allaient de 0,15 à 2 mètres cubes par tonne de charbon⁵⁵.

Environnement Canada supposait que 60 p. 100 de la teneur en méthane donnait lieu à des émissions. On ne sait toutefois pas si les estimations courantes comprennent les émissions de méthane dégagées par les

terrains stériles lors des activités d'exploitation de surface - les morts-terrains pouvant renfermer du méthane⁵⁶.

Les émissions de méthane issues des activités postérieures à l'extraction ne sont pas faciles à mesurer, à surveiller ni à calculer. Le coefficient général d'émission, soit 60 p. 100 de la teneur en méthane, est appliqué au total estimé des émissions de charbon, mais on ne sait pas exactement dans quelle proportion ces émissions ont lieu pendant les activités postérieures à l'extraction. Comme une grande partie du charbon est exportée, une partie de ces émissions peuvent être dégagées à l'extérieur du Canada.

En général, les émissions provenant des activités postérieures à l'extraction n'ont pas encore été définies correctement. On n'a pas déterminé de coefficients d'émission spécifiques (du moins dans la présente étude) à chacune des activités postérieures à l'extraction (transport, traitement, concassage, etc.). Ces coefficients d'émission pourraient être utiles, puisqu'ils permettraient d'estimer l'incidence qu'aurait l'éventuelle application de certaines technologies ou pratiques aux émissions de GES.

54 B. King, Neill & Gunter, Halifax (Nouvelle-Écosse), communication personnelle, août 1998.

55 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, Ottawa, Environnement Canada, avril 1997.

56 B. King, Neill & Gunter, Halifax (Nouvelle-Écosse), communication personnelle, août 1998.

14.4 Options de réduction des émissions de GES

Au Canada, les émissions de méthane provenant des mines de charbon souterraines ne sont pas traitées, bien que le méthane provenant de ces activités souterraines soit capté et expulsé par ventilation. Le principal problème tient au fait que le flux de ventilation renferme une concentration trop faible de méthane (mêlé à de l'air – oxygène et azote) par rapport à un volume important. Il serait possible de chauffer le flux de méthane et d'air afin d'en oxyder (ou brûler) le méthane, mais cette mesure serait fort coûteuse et peut-être irréalisable, sur le plan technique comme sur le plan de l'environnement⁵⁷. Par exemple, les émissions de dioxyde de carbone provenant de l'énergie employée pour réchauffer le flux gazeux pourraient dépasser le volume de réduction des émissions de GES, à cause de la destruction du méthane. De plus, le traitement de ces flux dilués pourrait même aboutir à des émissions d'autres polluants (oxyde d'azote, monoxyde de carbone, etc.). Les flux dilués n'offrent pas de valeur notable en chaleur de combustion à cause de leur teneur en méthane.

Au Canada, l'utilisation des flux de ventilation des mines pour parer aux besoins en oxygène et air des systèmes de chaudières s'est révélée peu réalisable sur le plan économique (même s'ils ne sont qu'à une distance de deux à quatre kilomètres). Dans certains cas, ces systèmes peuvent coûter des dizaines de millions de dollars et ne comporter que peu d'incitatifs⁵⁸. Cependant, cette option pourrait mieux convenir aux États-Unis, où des exploitations minières d'envergure peuvent se trouver à peu de distance de consommateurs pouvant mettre à profit ces flux énergétiques qui renferment du méthane.

On ne connaît, au Canada, aucun cas de mise en œuvre d'une option de réduction des émissions de méthane dans une exploitation minière de surface. Étant donné que les émissions se dégagent de toutes les surfaces exposées du charbon, il n'existe aucun moyen pratique de capter et de traiter le méthane.

Le gaz méthanique peut en principe être éliminé du charbon avant l'extraction, par une opération dite de dégazage. Cette option peut convenir aux mines souterraines, dont le charbon est à forte teneur en méthane. Le dégazage comporte d'abord le forage de puits ou de trous de forage dans le charbon, puis l'aspiration sous pression du méthane (consommation d'énergie). La concentration de méthane dans ce courant d'air peut aller jusqu'à 60 p. 100 par volume. À ce fort degré de concentration, le gaz possède une valeur du point de vue de la chaleur de combustion⁵⁹. Selon une étude consultée, 21 mines de charbon souterraines des États-Unis font appel à des systèmes de dégazage, et 15 d'entre elles utilisent le gaz récupéré. Jusqu'à 60 p. 100 du gaz pourrait être capté à l'aide de ce genre de système⁶⁰. On ne connaît aucun cas d'exploitation de surface où l'on emploierait des techniques de dégazage. Les exploitations de surface présentent des concentrations de méthane plus faibles, et cette option pourrait ne pas être réalisable sur les plans technique, financier ou même de l'environnement.

Bien qu'on n'ait aucune attestation de pratiques visant à réduire les émissions de méthane provenant d'activités postérieures à l'extraction, il est possible d'en envisager certaines qui pourraient être efficaces à peu de frais. Une de ces pratiques pourrait être de consommer le charbon le plus tôt possible après son extraction. Il y aurait ainsi une plus grande quantité de méthane qui, retenu dans le charbon, serait oxydée pendant la combustion (soit comme combustible, soit dans la fabrication d'acier). Au

57 L'oxydation du méthane pour produire de l'eau et du dioxyde de carbone réduit les émissions de GES parce que la valeur de PRG de la molécule de méthane est de 21 fois plus élevée que celle du dioxyde de carbone (en fonction de la masse). Cependant, le dioxyde de carbone a un poids moléculaire élevé, de sorte que la possibilité théorique de réduction n'est que de 87 p. 100 lorsque le méthane est oxydé.

58 B. King, Neill & Gunter, Halifax (Nouvelle-Écosse), communication personnelle, août 1998.

59 Ibid.

60 J. Fiedler et F. Sussman, *Methane Emissions Trading: Determining the Suitability of Methane Sources for Trading, and of Integrating Methane and Carbon Dioxide Sources in a Single Trading System – Draft*, étude préparée pour le Center for Clean Air Policy's GHG Trading Braintrust, 24 juin 1998.

bout d'un mois, la quantité de méthane que renferme le charbon extrait est susceptible d'être faible ou quasi nulle⁶¹. Une autre option pourrait être d'augmenter la taille des morceaux de charbon. Cette mesure aurait pour effet de prolonger la période pendant laquelle le méthane est retenu dans le charbon. Ce ne sont là que des suggestions d'options possibles pour la réduction des émissions de méthane provenant de sources postérieures à l'extraction.

14.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?

C'est un système d'échange de droits d'émission (c.-à-d. échange de quotas) qui conviendrait le mieux aux quelques mines souterraines en exploitation au Canada. Ces mines, qui se retrouvent toutes au Canada Atlantique, représentent près de 50 p. 100 de l'ensemble des émissions qu'on estime provenir des activités minières. Il existe déjà des techniques de mesure des émissions de ces sources à l'appui d'un système d'échange de droits d'émission. Cependant, aucune mesure éprouvée et rentable (p. ex. dégazage) n'a été appliquée au Canada en vue de réduire les émissions provenant de ces sources. Un programme d'échange de droits d'émission appliqué aux mines souterraines pourrait devoir être jumelé à d'autres sources industrielles, puisque les mines souterraines, peu nombreuses au Canada, ne suffiraient pas à elles seules à former un marché vigoureux.

En ce qui touche les exploitations de surface, les quotas pourraient être fondés sur les coefficients d'émission. Cependant, il faudrait sans doute apporter des améliorations aux techniques de test, et il faudrait mieux connaître le rapport entre les émissions et le charbon extrait de différents filons et à différents niveaux de profondeur.

De façon analogue, on pourrait déterminer des coefficients d'émission pour les émissions issues des activités postérieures à l'extraction et les quotas correspondants. Il pourrait être important d'intégrer ces

données au programme d'échange, puisque les pratiques de réduction postérieures à l'extraction pourraient aboutir à de meilleurs résultats en matière de réduction que les mesures prises au cours de l'extraction.

Vu le nombre relativement faible d'exploitations minières au Canada (29 ou à peu près), le système d'échange aurait de bonnes probabilités d'englober toutes les sources de ce secteur. Tous les opérateurs miniers pourraient participer, et l'administration du système demeurerait dans des bornes raisonnables.

Un problème que soulève le système d'échange est celui de la mesure et de la vérification, surtout pour les activités de surface et les activités postérieures à l'extraction en général. La variation des concentrations de méthane dans différentes régions, différentes zones du terrain houiller, différentes mines ou filons peut rendre difficile d'établir des coefficients d'émission acceptables comme base des quotas. En outre, la capacité de valider ces coefficients d'émission comme étant suffisamment représentatifs des émissions réelles peut aussi poser des problèmes qui pourraient affaiblir la crédibilité du système.

Une solution autre que le système d'échange par quotas serait de permettre aux exploitations houillères de générer des crédits en retour de réductions d'émissions associées à la récupération. Ce système conviendrait tout à fait aux mines souterraines, dont les émissions peuvent être mesurées avec exactitude; mais il se prêterait moins bien aux activités des mines de surface, dont les émissions sont beaucoup plus difficiles à surveiller et à mesurer. Dans le cadre de ce système, le problème de l'attribution des quotas d'émission et de la vérification de la conformité aux seuils d'émission ne se poserait pas, puisqu'il n'y aurait aucun quota de départ. L'inconvénient principal est qu'un système de crédits ne fait que réduire et redistribuer le coût d'ensemble des réductions, sans aboutir à d'autres moyens de réduction. Au nombre des problèmes autres, il y a que la création précoce de crédits, la récupération rentable, la détermination de l'émission de référence et d'autres facteurs prennent une importance plus grande en ce cas que dans un système par quotas. En outre, à la

61 B. King, Neill & Gunter, Halifax (Nouvelle-Écosse), communication personnelle, août 1998.

différence du système par quotas, le système de crédits n'apporte aucun incitatif à réduire la production de charbon, ce qui pourrait aussi être un moyen efficace d'en réduire les émissions⁶².

15. Production d'acide nitrique

15.1 Source et quantité d'émissions de GES

L'oxyde nitreux (N₂O) est émis sous forme de traces, comme sous-produit de la combustion, au cours du processus de production de l'acide nitrique. Les émissions d'oxyde nitreux issues de la production d'acide nitrique ont été estimées à quelque 3 kilotonnes (kt) par an au cours des cinq dernières années⁶³. Ce volume équivaut à environ 1 000 kt d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) et ne représente que 1 p. 100 environ du total des émissions de gaz à effet de serre (GES) ne provenant pas de la combustion, soit moins de 0,2 p. 100 du total des émissions de GES au Canada.

Les estimations d'émissions étaient au départ fondées sur l'utilisation d'un coefficient moyen d'émission à l'égard de toute l'industrie canadienne, coefficient multiplié par le total de la production canadienne d'acide nitrique. Le coefficient moyen d'émission

employé pour l'inventaire était de 8,5 kilogrammes (kg) d'oxyde nitreux par tonne d'ammoniac employé, ce qui correspond grosso modo à 3 kg d'oxyde nitreux par tonne d'acide nitrique fabriqué⁶⁴.

Les émissions d'oxyde nitreux se sont maintenues à ce niveau au cours des cinq dernières années, la production d'acide nitrique étant demeurée relativement stable (de 910 kt à 991 kt). On prévoit que les émissions subiront une légère augmentation, parallèlement à une hausse de production de l'acide nitrique due à une capacité accrue.

L'acide nitrique (HNO₃) est un produit inorganique important, fabriqué à partir d'ammoniac. Dans une proportion de plus de 80 p. 100, l'acide nitrique sert d'agent intermédiaire dans la production de nitrate d'ammonium (NH₄NO₃), solide inorganique utilisé comme engrais azoté et pour la fabrication d'explosifs. L'acide nitrique est aussi employé dans la fabrication d'acide adipique, l'extraction d'uranium et la préparation d'explosifs à usage spécial.

En 1995, cinq sociétés exploitaient au total neuf usines d'acide nitrique, dans six localités canadiennes. Deux de ces sociétés donnent maintenant de l'expansion à leurs installations par l'ajout d'une usine chacune. Ces usines deviendront productives en 1998, ce qui portera leur total à 11 à la fin de 1998. En 1995, la capacité totale de production d'acide nitrique était de 1 150 kt par an, et la somme de la production nationale était de 991 kt.

Émissions de N₂O attribuables à la production d'acide nitrique

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000
Émissions de N ₂ O (kt)	3,0	2,7	2,9	2,8	2,7	3,0	3,5
Émissions de N ₂ O (kt éq.-CO ₂)	930	840	900	870	840	930	1 090
Production d'acide nitrique (kt)	990	912	960	917	910	991	1 150

Remarque : Coefficient moyen d'émission = 3 kg de N₂O/tonne de HNO₃.

Source : Camford Information Services, *Nitric Acid Profile*, Toronto, 1996.

62 J. Fiedler et F. Sussman, *Methane Emissions Trading: Determining the Suitability of Methane Sources for Trading, and of Integrating Methane and Carbon Dioxide Sources in a Single Trading System – Draft*, étude préparée pour le Center for Clean Air Policy's GHG Trading Braintrust, 24 juin 1998.

63 A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, Ottawa, Environnement Canada, avril 1997.

64 La moyenne a été calculée à partir de divers coefficients d'émission, allant de 2 à 20 kg de N₂O par tonne d'ammoniac employé, selon les chiffres déclarés par l'industrie européenne en 1990 et 1991.

Usines canadiennes d'acide nitrique					
Entreprise existante (1995)	Emplacement	Procédé	Capacité (kt/an)	Procédé	Est. N₂O (kt/an)
Agrium Inc.	Ft. Sask (AB)	HP	175	RCNS,	0,15
Orica (ant. ICI)	Beloeil (QC)	DP	90	RCNS,	0,08
Orica (ant. ICI)	Carseland (AB)	DP	290	Aucune	2,24
Hydro-Agri (no 1)	Maitland (ON)	HP	65	RCNS,	0,06
Hydro-Agri (no 2)	Maitland (ON)	HP	85	RCNS,	0,07
Hydro-Agri (no 3)	Maitland (ON)	HP	160	RCNS,	0,14
Simplot Canada (no 1)	Brandon (MB)	HP	100	RCNS,	0,09
Simplot C anada (no 2)	Brandon (MB)	HP	65	RCNS,	0,06
Terra International	Courtright (ON)	HP	120	RCNS,	0,10
Total			1 150		3,00
Ouverte en 1998					
Orica (no 2)	Carseland (AB)	HP	90	RCS	0,70
Simplot Canada (no 3)	Brandon (MB)	HP	100	RCNS,	0,09

Remarques : HP = haute pression; DP = double pression.

Sources : Entrevues effectuées par Cheminfo Services; Camford Information Services, *Nitric Acid Profile*, Toronto, 1996.

Des données révisées, réunies au cours d'une étude récente, suggèrent que la plupart des émissions d'oxyde nitreux sont concentrées à l'un des emplacements d'usine au Canada, ainsi que le montre le tableau. Nous exposons cette situation au chapitre suivant.

15.2 Nature du flux d'émissions de GES

L'oxyde nitreux se dégage sous forme de traces, au cours du premier stade d'un processus de fabrication en deux stades, soit l'oxydation catalytique de l'ammoniac pour former du dioxyde d'azote. Les produits de la réaction passent ensuite par un absorbeur, où le dioxyde d'azote est converti en acide nitrique (second stade du procédé). Selon la configuration, les gaz résiduels qui passent de l'absorbeur dans l'atmosphère peuvent consister principalement en azote, en une petite concentration d'oxygène ou en des quantités à l'état de traces d'oxyde nitreux, d'oxyde nitrique (NO), de dioxyde d'azote (NO₂) et d'autres oxydes d'azote (NO_x). Les niveaux d'oxyde d'azote (NO et NO₂) présents dans les gaz résiduels de l'absorbeur se situent habituellement dans une fourchette de 2 000 à 6 000 parties par million

(ppm). La concentration d'oxyde nitreux est habituellement inférieure à la moitié de la concentration de NO_x de ce flux, et se situe généralement entre 1 000 et 2 000 ppm. Les niveaux de NO_x doivent respecter une limite restreinte (150 ppm), condition d'octroi d'un permis, afin de répondre aux objectifs provinciaux d'assainissement de l'air ambiant.

Les émissions d'oxyde nitreux ne sont pas réparties également entre les neuf usines existantes. L'usine Orica (antérieurement ICI Canada), située à Carseland (Alberta), est estimée être à l'origine d'environ 2,24 kt par an d'émissions d'oxyde nitreux, soit plus de 75 p. 100 du total des émissions, tandis que les huit autres seraient à l'origine du 0,7 kt restant. Ces estimations sont fonction des types de dispositifs antipollution installés dans chacune des neuf usines.

Il existe deux grands procédés de production d'acide nitrique : à haute pression et à double pression. Huit des neuf usines canadiennes adoptent le procédé à haute pression, accompagné d'une technologie antipollution dite de réduction catalytique non sélective (RCNS), afin d'abaisser le volume des émissions de NO_x à des niveaux de sortie d'environ 150 ppm, conformément

aux objectifs provinciaux relatifs aux NOx. Ces dispositifs antipollution abaissent également le niveau des émissions d'oxyde nitreux à moins de 150 ppm. Le total des émissions d'oxyde nitreux attribuables à huit des neuf usines munies de dispositifs de réduction des émissions d'oxyde nitreux est estimé à 700 tonnes seulement, soit au quart environ du total global pour l'industrie.

L'autre usine canadienne d'acide nitrique (Orica, située à Carseland, en Alberta) adopte un procédé à double pression, non assorti de dispositifs de réduction de ses émissions de NOx. Ce procédé à double pression fait qu'une absorption plus efficace réduit les émissions de NOx à des niveaux acceptables et élimine la nécessité de mesures spéciales à l'égard des NOx. Bien que la réduction des émissions de NOx ait été intégrée au procédé, le processus d'absorption poussé n'a pas eu d'incidence sensible sur la réduction des émissions d'oxyde nitreux. Orica déclare ne posséder aucune donnée sur les gaz résiduels réels, mais elle révèle qu'un coefficient d'émission de 9 kilogrammes (kg) par tonne d'acide nitrique est présumé en ce qui touche l'usine de Carseland. C'est là l'estimation d'un seuil maximal, en fonction des données que possède Orica sur d'autres usines ayant adopté un procédé à double pression. D'après ce coefficient, les émissions de l'usine de Carseland (au maximum 2,3 kt par an) pourraient représenter jusqu'aux trois quarts du total des émissions d'oxyde nitreux (3 kt par an) figurant à l'inventaire.

Les deux nouvelles usines d'acide nitrique qui ouvriront leurs portes en 1998 adopteront également un procédé à haute pression. La nouvelle usine n° 3 de Simplot, située à Brandon (Manitoba), sera dotée d'une technologie de réduction RCNS (pour la réduction des émissions de N₂O), alors que la nouvelle usine Orica de Carseland (Alberta) sera munie d'une unité de réduction catalytique sélective (RCS) qui ne visera pas les émissions d'oxyde nitreux.

15.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Les émissions d'oxyde nitreux issues de la production d'acide nitrique proviennent toutes de sources ponctuelles localisées à l'intérieur d'installations industrielles. Les émissions sont faciles à calculer, grâce à la mesure des concentrations d'oxyde nitreux présentes dans le flux gazeux et à celle du débit de la circulation gazeuse. La réduction des émissions d'oxyde nitreux est mesurée par l'écart entre les concentrations d'entrée et de sortie d'oxyde nitreux qu'enregistre le dispositif de réduction. Les variations qui se produisent au cours du procédé ou qui sont inhérentes au dispositif de réduction ne sont pas connues. Les calculs doivent prendre en compte les périodes où le dispositif de réduction est fermé ou ne fonctionne pas à plein régime, puisque les émissions ne sont pas contrôlées pendant ces périodes.

15.4 Options de réduction des émissions de GES

La réduction des émissions d'oxyde nitreux est un nouvel objectif pour les usines d'acide nitrique. Jusqu'ici, ces usines ne possédaient que des dispositifs de réduction des émissions de NOx. Les procédés de réduction des NOx comprennent la réduction catalytique (sélective et non sélective) et la réduction thermique (sélective et non sélective).

Le seul procédé connu de réduction efficace des émissions d'oxyde nitreux dégagées par un flux de gaz résiduels est la réduction catalytique non sélective (RCNS). Ce procédé emploie un gaz réducteur (tel que le gaz naturel ou un gaz de purge à l'hydrogène) en présence d'un catalyseur de réduction (souvent du platine sur une base de céramique à alvéoles). Au cours du procédé de RCNS, le gaz naturel (principalement du méthane, CH₄) consomme d'abord l'oxygène excédentaire présent dans le flux de gaz résiduels, puis, une fois privé de radicaux libres d'oxygène, utilise les divers oxydes d'azote comme source d'oxygène, ce qui les

transforme en azote. Il y a aussi de l'eau et du dioxyde de carbone dans les gaz d'échappement. Les températures de fonctionnement sont élevées, habituellement d'environ 1 200 °F. Ce procédé ne peut être employé que pour les flux de gaz résiduels présentant des concentrations d'oxygène excédentaire de moins de 2,5 p. 100; sinon, à des concentrations d'oxygène supérieures à ce niveau, les réactions généreraient trop de chaleur pour que le catalyseur demeure viable. Les usines qui adoptent le procédé à haute pression se servent généralement de dispositifs antipollution RCNS. La conversion d'oxyde nitreux qui est déclarée serait au moins aussi importante que la conversion des NOx à l'aide de la RCNS.

La réduction catalytique sélective (RCS) est une solution de rechange aux procédés de réduction des NOx, mais elle ne vise pas les émissions d'oxyde nitreux. Les dispositifs de RCS emploient de l'ammoniac comme gaz réducteur en présence d'un catalyseur. Ce procédé s'effectue à des températures plus basses (550-1 100 °F) que la RCNS. Comme pendant la RCNS, l'ammoniac consomme d'abord l'oxygène excédentaire, puis décompose les oxydes d'azote en azote et en eau. Les émissions de NOx (NO et NO₂) sont réduites dans une proportion de 95 p. 100, mais celles d'oxyde nitreux ne le sont pas, à cause des températures plus basses.

Aucune usine canadienne n'emploie actuellement de mesures de RCS; notons cependant que la nouvelle usine Orica (no 2) de Carseland a intégré à son modèle une unité de RCS.

Des procédés de réduction thermique sont utilisés pour la réduction des NOx, mais on ne sait pas encore s'ils sont efficaces pour la réduction des émissions d'oxyde nitreux. Relevons deux types de procédé de réduction thermique : réduction non catalytique et non sélective (RNCNS) et réduction non catalytique sélective (RNCS). Tout comme la RCNS, la RNCNS utilise des gaz d'hydrocarbures, tels que le gaz naturel, dans un environnement à faible teneur en oxygène, mais sans catalyseur. Le combustible a pour effet de réduire les oxydes d'azote. Ce procédé, dit « brûlage », se déroule à une température supérieure à 1 500 °F. Le procédé de RNCS peut être appliqué dans des environnements à plus forte teneur en oxygène, mais il requiert de l'urée

pour la réduction des oxydes d'azote. Les températures vont de 1 700 à 2 100 °F. Ce procédé a été breveté par Nalco FuelTech. Les températures élevées font monter les coûts de ces procédés, en raison des exigences plus grandes de l'échange thermique et de l'utilisation de combustible.

Certains perfectionnements de la technologie des catalyseurs se sont révélés avoir une incidence mineure sur la réduction de la quantité d'oxyde nitreux généré au premier stade de l'oxydation catalytique de l'ammoniac. Les catalyseurs qui ne renferment que peu ou pas de palladium semblent engendrer des concentrations marginalement plus faibles d'oxyde nitreux comme sous-produit. L'effet est dit « effet secondaire », puisqu'il porte sur des réductions de quelques degrés de pourcentage seulement. Par exemple, avec un catalyseur exempt de palladium, le coefficient d'émission de l'oxyde nitreux pourrait être abaissé de 3 kg à 2,9 kg la tonne d'acide nitrique. De plus ce catalyseur, d'un coût analogue à celui de type Pt/Pd/RH, ne pose aucune entrave sensible sur le plan financier.

15.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?

À l'instar des émissions dégagées par la production d'acide adipique, les émissions d'oxyde nitreux issues de la production d'acide nitrique proviennent de sources ponctuelles, localisées à l'intérieur d'un nombre restreint d'installations industrielles. L'oxyde nitreux est dégagé au cours du processus, et ses niveaux dépendent des conditions de réaction, telles que temps de séjour, durée du catalyseur, température et pression. Par conséquent, cette source ne serait pas candidate à un programme d'échange de substances. Les deux programmes qui pourraient être envisagés sont ceux d'échange de droits d'émission et d'échange de crédits de réduction.

La quantité d'émissions est facile à calculer à l'aide des mesures de concentration des gaz et de débit de la circulation. On effectue déjà ces mesures, afin de se conformer aux seuils des émissions de NOx.

Il semble que la plupart des entreprises de cette industrie ont déjà réalisé d'importantes réductions d'oxyde nitreux grâce aux meilleurs dispositifs technologiques disponibles. L'une des entreprises devrait procéder à l'installation de dispositifs technologiques semblables, afin de réaliser le même niveau de réduction que les autres. Il n'y a en tout que cinq sociétés et quelque 11 sources ponctuelles; le nombre des sources étant relativement faible, elles devraient être intégrées à un marché plus important d'échange de droits d'émission de GES.

Un système d'échange de droits d'émission pourrait être établi dans cette industrie pour l'attribution de quotas à chaque entreprise. L'organisme de réglementation devrait décider d'octroyer à l'usine dont le niveau d'émissions est le plus élevé une somme de quotas en fonction des niveaux actuels ou des niveaux de réduction réalisables les plus élevés.

Un système d'échange de crédits conçu pour cette industrie pourrait être fondé sur des pourcentages, par la mesure en tonnes des émissions d'oxyde nitreux par tonne d'acide nitrique produite.

16. Autres utilisations de SF₆, PFC et HFC

16.1 Source et quantité d'émissions de GES

Trois types de gaz à effet de serre (GES), l'hexafluorure de soufre (SF₆), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et les hydrofluorocarbures (HFC) sont réputés avoir des valeurs de potentiel de réchauffement global (PRG) supérieures à celles des trois gaz à effet de serre (GES) d'origine naturelle, soit le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O). Les gaz de ce deuxième groupe ont plusieurs facteurs en commun. Ce sont tous des composés synthétiques renfermant du fluor, substance qui a d'étroites affinités avec le carbone et le soufre. La plupart de ces gaz ont des valeurs de PRG très élevées sur une période de 100 ans. À l'exception des PFC dégagés par la production d'aluminium, ces gaz sont tous achetés dans le commerce, utilisés en systèmes fermés et émis en petits volumes (lors de fuites ou d'activités de maintenance) par une foule de sources.

Sommaire de l'utilisation de SF₆, PFC et HFC et des émissions dégagées, 1995 (excluant l'utilisation de SF ₆ dans la production de magnésium et les émissions de PFC dégagées par la production d'aluminium)				
GES	PRG	Utilisation 1995 (tonnes)	Coefficient d'émission	Émissions 1995 (kt éq.-CO₂)
SF ₆ Equip. électriques.	23 900	120	0,05	140*
SF ₆ Électron., divers.	23 900	5	1,0	120*
PFC	6 500-9 200	50	1,0	400*
HFC	140-11 700	3 198	Divers	500
Total				1 200

Remarque : * Estimations de Cheminfo Services (voir les divers chapitres pour de plus amples détails).

Source : A. Jaques et coll., *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*,

Ottawa, Environnement Canada, avril 1997.

La principale source des émissions de PFC est la production d'aluminium; la production primaire de magnésium est une source majeure d'émissions d'hexafluorure de soufre. Ces deux sources sont traitées de façon distincte dans l'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada, et elles font chacune l'objet d'un chapitre propre dans notre rapport. Le présent chapitre porte sur les autres utilisations de l'hexafluorure de soufre, des PFC et des HFC.

L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre de 1995 ne rendait compte que de trois kilotonnes (kt) d'émissions de HFC, attribuées aux systèmes de réfrigération - soit 500 kt d'équivalent-CO₂. Les autres utilisations d'hexafluorure de soufre et de PFC n'y étaient pas mentionnées. Cette estimation représente 0,3 p. 100 seulement des émissions de GES provenant de sources autres que la combustion, c'est-à-dire moins de 0,1 p. 100 du total des émissions de GES au Canada.

D'autres travaux ont déterminé que le total estimé des émissions de ces trois gaz lors d'autres utilisations se rapprochait plutôt des 1 200 kt d'équivalent-CO₂.

Moins de la moitié du volume estimé des émissions (500 kt d'équivalent-CO₂) sont attribuables aux HFC utilisés en climatisation et dans d'autres applications de la réfrigération. En 1995, des trois types de gaz vendus dans le commerce au Canada, les HFC faisaient l'objet de la plus forte consommation, soit 3 200 tonnes environ. Le total de la consommation d'hexafluorure de soufre au Canada est estimé à 200 tonnes, dont quelque 75 tonnes sont affectées aux gaz inertes de couverture, dans la production primaire et secondaire de magnésium. La consommation de PFC au Canada est estimée à quelque 50 tonnes.

Entreprise	SF ₆	PFC	HFC
Air Products and Chemicals	✓	✓	
AlliedSignal Specialty Chemicals	✓	✓	✓
DuPont		✓	✓
3M Specialty Chemicals		✓	
Elf Atochem			✓

Source : Cheminfo Services.

Ces gaz ne sont pas produits commercialement au Canada; tous trois sont importés des États-Unis. Le tableau suivant énumère les principaux fournisseurs de ces gaz.

Les ventes au Canada sont réparties entre les filiales canadiennes de ces sociétés, soit un nombre restreint de distributeurs de produits chimiques et de grossistes en réfrigération.

16.2 Nature du flux d'émissions de GES

16.2.1 SF₆ — Dispositifs de commutation électrique et utilisations diverses

En utilisation finale majeure, l'hexafluorure de soufre sert d'isolant (diélectrique) dans les interrupteurs de circuits à haute tension ou disjoncteurs, mieux connus sous le nom de commutateurs isolés au gaz.

L'hexafluorure de soufre est conservé sous pression dans de grands cylindres hermétiques, dont le logement d'aluminium est mis à la terre et qui font partie de l'appareillage de commutation. Les dispositifs de commutation électrique isolés à l'hexafluorure de soufre sont pour la plupart utilisés dans les sous-stations urbaines dont relèvent les points de jonction des lignes de transmission à haut voltage. Le recours à l'hexafluorure de soufre a permis une forte concentration des lignes de transmission dans les sous-stations urbaines, qui disposent d'une superficie limitée.

L'hexafluorure de soufre utilisé dans les équipements électriques sert généralement à la réalimentation périodique des dispositifs de commutation existants. Une petite proportion est réservée à la charge des équipements neufs. Les grandes entreprises de services publics qui sont responsables de systèmes à haut voltage achètent de l'hexafluorure de soufre aux fins de ces deux utilisations. L'isolation au gaz exige un certain degré de pression et doit faire l'objet d'un contrôle périodique dans le cadre de programmes de détection des fuites et de réparation. Les fabricants de dispositifs de commutation électrique indiquent des taux standard de

perte de 1 p. 100 de la charge par an, ce qui est assez faible pour ne pas avoir d'incidence sur la protection des circuits. Ontario Hydro signale qu'elle obtient un rendement supérieur à celui-là du point de vue des pertes. On n'a pas mené d'étude publique sur l'utilisation de l'hexafluorure de soufre dans ce secteur. Les émissions d'hexafluorure de soufre sont estimées sur la base d'un stock total de 600 tonnes et d'un taux moyen de perte de 1 p. 100 (6 t par an, soit 140 kt par an d'équivalent-CO₂).

On relève par ailleurs des utilisations diversifiées de très petits volumes dans les industries de l'électronique et des produits médicaux ainsi que dans les laboratoires d'analyses. Par exemple, l'hexafluorure de soufre peut servir d'agent de gravure dans la production de plaquettes de circuits intégrés. Un distributeur canadien déclare des ventes de un à trois cylindres par an à des centaines de petites entreprises et laboratoires, ce qui rend compte de moins de 2 p. 100 du volume total des ventes. L'utilisation sur le marché est estimée à cinq tonnes par an et tout le produit utilisé est supposé émis, ce qui représente environ 120 kt par an d'équivalent-CO₂.

16.2.2 PFC

Au Canada, une petite quantité de PFC sont achetés et utilisés dans le commerce. Les principaux composés de PFC sont les CF₄ (R-14), C₂F₆ (R-116), C₃F₈ (R-218) et C₄F₁₀ (R-410). Les composés légers ont un bas point d'ébullition et exigent des températures très basses pour leur séparation. On évalue le marché canadien à quelque 50 tonnes par an au total, quantité supposée émise. À une valeur moyenne de PRG de 8 000, ce chiffre représente environ 400 kt par an d'équivalent-CO₂.

La plupart des utilisations commerciales des PFC s'inscrivent dans des marchés à créneaux à faible volume. Les PFC sont utilisés comme produits de remplacement des substances nocives pour la couche d'ozone dans des mélanges réfrigérants à usage spécial, maintenus à des températures ultrabasses, dans les industries suivantes : aérospatiale, électronique (gravure au plasma, dépôt chimique en phase vapeur et nettoyage des enceintes par dépôt chimique en phase vapeur dans

la fabrication des semi-conducteurs), informatique, télécommunications, produits médicaux, transformation des métaux, produits de beauté à usage spécial et autres applications où le degré de pureté et de propreté est primordial. Les PFC sont utilisés avec succès dans des procédés perfectionnés de dégraissage à la vapeur et sont les solvants privilégiés pour usage avec le Teflon et d'autres copolymères amorphes renfermant du trifluoroéthylène. Des PFC à poids moléculaire plus élevé, tels que le perfluorobutane et le perfluorohexane, servent de substituts aux halons dans certains équipements d'extinction.

16.2.3 HFC

Les HFC sont employés comme fluides frigorigènes dans divers types de systèmes de réfrigération. En 1995, la consommation de HFC au Canada atteignait un volume de 3,2 kt. Le HFC-134a, un substitut du CFC-12, compte pour environ 90 p. 100 de ce volume. Le reste se compose de HFC-125 et de HFC-143a, deux gaz étroitement apparentés au HFC-134a. Les HFC se retrouvent surtout dans les unités de climatisation mobiles, où le HFC-134a a été choisi à l'unanimité par les fabricants d'automobiles pour remplacer le CFC-12. Tous les nouveaux véhicules sont maintenant chargés au HFC-134a. Les véhicules existants munis de systèmes au CFC-12 doivent désormais, dès qu'un entretien est nécessaire, être mis à niveau à l'aide de HFC-134a. Ce gaz a également été choisi comme premier substitut du CFC-12 pour les appareils frigorifiques ménagers en Amérique du Nord. Le HFC-134a est utilisé dans certains systèmes de réfrigération commerciaux et industriels pour des applications à température moyenne, sans généralement manifester une efficacité aussi grande que les hydrochlorofluorocarbures (HCFC, en particulier les mélanges HCFC-22 et R-502), qui sont utilisés plus fréquemment. De petites quantités seulement de HFC sont utilisées comme agents propulseurs dans l'air et comme agents de gonflement auxiliaires. Les HCFC dominent dans ces secteurs.

En 1993, le volume des HFC utilisés était inférieur à 1 kt, mais il pourrait atteindre les 22 kt dans 25 ans, avec l'élimination graduelle des CFC et des HCFC prescrite aux termes du Protocole de Montréal.

Estimation de l'utilisation des CFC, HCFC et HFC au Canada, 1990-2020

(supposant le remplacement complet de tous les HCFC par des HFC)

Type de fluorocarbure	1990	1993	1996	2015	2020
			(kt)		
CFC	13	8	0	0	0
HCFC	<1	4	11	4	0
HFC	<<1	<1	3	14	22
Total fluorocarbures	14	12	14	18	22

Sources : Environnement Canada, Direction de l'évaluation des produits chimiques commerciaux, *Prévisions d'utilisation des HCFC et HFC au Canada pour l'année 1996*, Ottawa, 1994; estimations de Cheminfo Services.

Selon Environnement Canada, la majorité des émissions de HFC (60 p. 100 des 500 kt d'équivalent-CO₂) proviennent d'applications de la climatisation, y compris de sources mobiles et fixes, où est utilisé le HFC-134a. L'autre source importante d'émissions, qui compte pour 29 p. 100 du total, est la réfrigération, de type industriel, commercial et domestique. Pour chacune de ces applications, les émissions, censées provenir de fuites ayant eu lieu pendant la charge initiale du matériel chez le fabricant et au long du cycle de vie du produit, sont estimées selon les quantités de produit indiquées par les services de recharge.

16.3 Possibilité de mesurer, d'observer et de calculer le flux d'émissions de GES

Les émissions de ces trois gaz ne sont pour ainsi dire pas mesurables directement. La plupart sont attribuables à des fuites passagères et peuvent se produire sur une longue période. Les émissions occasionnées par des activités d'entretien ou de maintenance sont ponctuelles, mais le volume total des émissions échappe à toute mesure directe. Un trop grand nombre de petites sources rend impraticable le calcul précis de ces émissions.

La seule méthode actuellement utilisée pour l'estimation du total des émissions est la mesure de l'utilisation et l'application de certains coefficients d'émission. Cette méthode rend compte du volume de recyclage qui peut être réalisé. Pour ce qui est de l'utilisation des gaz dans les équipements neufs, on emploie un coefficient d'émission fondé sur la perte de charge estimée. Quant à l'utilisation des gaz à des fins de maintenance ou de service de systèmes fermés existants, le coefficient d'émission supposé est de 1 (c.-à-d. que le gaz de remplacement y est égal au volume des pertes successives). Dans le cas des gaz utilisés dans des systèmes non fermés, le coefficient d'émission doit être de 1.

16.4 Options de réduction des émissions de GES

Pour la plupart des applications de ces gaz, les solutions de rechange commerciales sont peu nombreuses. La solution privilégiée par les utilisateurs de ces GES a été de réduire la quantité d'émissions à l'aide de meilleures mesures de captage et de lutte antipollution. Certaines des options de réduction des émissions de GES sont brièvement exposées ci-dessous. Pour de plus amples renseignements sur chacune de ces options, voir l'étude d'Environnement Canada intitulée *Powering Greenhouse Gas Emission Reductions Through Technology Advancement*⁶⁵.

65 Environnement Canada, Direction de l'avancement des technologies environnementales, *Powering Greenhouse Gas Emission Reductions Through Technology Advancement*, Ottawa, avril 1998.

Au nombre des options possibles pour la réduction des émissions d'hexafluorure de soufre, citons :

- une meilleure conception des équipements de commutation (joints étanches de qualité supérieure);
- de rigoureux programmes de détection des fuites et de réparation (utilisation de chariots de manutention et de recyclage);
- des dispositifs de commutation aéro-isolés ou sous vide (technologie moins efficace);
- des dispositifs de commutation remplis de fluide (huile/papier) (technologie plus ancienne).

Au nombre des options possibles pour la réduction des émissions de PFC, citons :

- l'utilisation d'hydrofluoroéthers (HFE), famille de substituts des CFC à des fins de nettoyage;
- des systèmes de captage et de recyclage.

Au nombre des options possibles pour la réduction des émissions de HFC, citons :

- les HFC à valeurs de PRG plus faibles (ils ont tendance à être plus inflammables);
- l'utilisation de propane/butane (gaz inflammables, mais actuellement utilisés dans les appareils frigorifiques ménagers en Europe);
- l'ammoniac (gaz toxique, mais utilisé dans les grands entrepôts réfrigérés du commerce et dans les patinoires intérieures);
- le dioxyde de carbone (gaz qui exige des pressions de compression très élevées);
- les systèmes de captage et de recyclage (réglementaires pour la climatisation automobile et les services de réfrigération).

16.5 Ce secteur se prête-t-il à l'échange de droits d'émission de GES?

Les émissions de tous les GES à valeurs de PRG élevées sont difficiles à mesurer directement au point d'émission. De ce fait sont écartés les programmes d'échange de droits d'émission et de crédits. Puisque les émissions sont calculées en fonction de l'utilisation de la substance, il semble qu'un programme d'échange de substances conviendrait mieux pour ces gaz. Vu le trop grand nombre d'utilisateurs finals à petit volume, ce type de programme serait plus facile à exécuter au niveau des fournisseurs ou des distributeurs, ce qui ne viserait qu'un petit nombre d'entreprises participantes. Ce système serait analogue à ceux qui sont actuellement en place à l'égard de certaines des substances destructrices d'ozone.