

Les émissions atmosphériques des

# centrales électriques

nord-américaines



cec.org

La présente publication a été préparée par le Secrétariat de la Commission de coopération environnementale (CCE) et ne reflète pas nécessairement les vues de la CCE, des gouvernements du Canada, du Mexique ou des États-Unis. Les sources d'information et d'ouvrages de référence utilisées pour établir le présent rapport figurent au chapitre 2 et à l'annexe, et sont en outre citées tout au long du document. Certaines d'entre elles sont néanmoins modifiées à mesure que les établissements révisent leurs données afin de corriger les erreurs relevées dans leurs déclarations ou d'apporter d'autres changements. Par conséquent, les lecteurs sont invités à consulter les sites Web et autres sources d'information mentionnées dans le texte pour connaître les changements apportés aux données.

Cette publication peut être reproduite en tout ou en partie sous n'importe quelle forme, sans le consentement préalable du Secrétariat de la CCE, mais à condition que ce soit à des fins éducatives et non lucratives et que la source soit mentionnée. La CCE apprécierait recevoir un exemplaire de toute publication ou de tout écrit inspiré du présent document.



© Commission de coopération environnementale, 2011

ISBN: 978-2-89700-012-7 (*version imprimée*); ISBN: 978-2-89700-013-4 (*version électronique*)

*Available in English:*

ISBN: 978-2-89700-008-0 (*print version*); ISBN: 978-2-89700-009-7 (*electronic version*)

*Disponible en español:*

ISBN: 978-2-89700-010-3 (*versión impresa*); ISBN: 978-2-89700-011-0 (*versión electrónica*)

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2011

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives Canada, 2011

#### Renseignements sur la publication

Type de publication : *rapport*

Date de parution : *octobre 2011*

Langue d'origine : *anglais*

Procédures d'examen et d'assurance de la qualité :

Examen final par les Parties : juillet-août 2011


QA 10.21

Renseignements supplémentaires :



#### Commission de coopération environnementale

393, rue St-Jacques Ouest, bureau 200  
Montréal (Québec) Canada H2Y 1N9  
t 514.350.4300 f 514.350.4314  
info@cec.org / www.cec.org



Les émissions atmosphériques des

# centrales électriques

nord-américaines



## Avant-propos

Les coûts environnementaux et les conséquences pour l'environnement de la production d'électricité se trouvent au cœur même du débat sur le développement durable en Amérique du Nord. Peu importe l'enjeu environnemental envisagé — qu'il s'agisse des émissions de gaz à effet de serre, de la qualité de l'air, des concentrations de mercure ou du transport à distance des polluants atmosphériques — il est essentiel de comprendre la nature et les répercussions de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles afin de prendre des décisions éclairées dans notre recherche d'options énergétiques plus propres et plus efficaces.

L'un des domaines où la Commission de coopération environnementale (CCE) se distingue est la compilation et la diffusion de renseignements comparables et utiles sur les principaux problèmes environnementaux auxquels l'Amérique du Nord fait face.

Le rapport *Les émissions atmosphériques des centrales électriques nord-américaines* (EACENA) de 2011 se situe dans la foulée de la première évaluation du genre effectuée par la CCE, publiée en 2004. Dans cette première évaluation, la Commission avait compilé des renseignements sur les émissions de polluants atmosphériques courants, de mercure et de dioxyde de carbone provenant des centrales électriques nord-américaines durant l'année 2002. Pour la première fois, des données sur les rejets de polluants atmosphériques des centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles étaient réunies à partir de diverses sources nationales, très variables au chapitre de l'exhaustivité et de l'accessibilité, en un ensemble fournissant des renseignements comparables sur les émissions des centrales aux combustibles fossiles en Amérique du Nord.

Le présent rapport et son prédécesseur trouvent leur origine dans l'engagement qu'a pris le conseil de la CCE de promouvoir la comparabilité des inventaires d'émissions atmosphériques en Amérique du Nord et l'instruction que le conseil a donnée à la CCE d'établir des rapports périodiques à partir de l'information publiée contenue dans les inventaires nord-américains d'émissions atmosphériques.

Le présent rapport est en outre un reflet de la collaboration continue du Canada, du Mexique et des États-Unis en vue d'examiner la part que représentent les émissions atmosphériques des centrales aux combustibles fossiles dans la pollution à l'échelle de la région nord-américaine. Il décrit, sous forme condensée, les informations publiques à jour sur les rejets de certains polluants atmosphériques, notamment les gaz à effet de serre, des centrales individuelles alimentées aux combustibles fossiles en Amérique du Nord.

L'étendue et le volume des renseignements sur les centrales électriques se sont accrus depuis la publication du premier rapport EACENA. En conséquence, la présente édition contient des données sur les émissions de polluants additionnels comme le méthane, l'oxyde nitreux et les particules, ainsi que des données plus complètes

sur les émissions de dioxyde de carbone et de mercure. Elle contient aussi des données sur un plus grand nombre de centrales électriques par pays et elle brosse donc un tableau plus complet des émissions atmosphériques des centrales à l'échelle nord-américaine. En outre, l'ensemble complet de données intégrées qui a servi à l'établissement du rapport peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>.

Ces nouvelles données, de concert avec des renseignements disponibles auprès d'autres sources, indiquent que les émissions totales attribuables aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles dans la région n'ont pas changé de façon notable depuis le premier rapport EACENA. La publication de cette deuxième édition arrive donc à point nommé et son contenu sera très pertinent dans le cadre des discussions actuelles sur cet important secteur nord-américain. Le présent rapport constitue un fondement solide pour la poursuite des travaux dans les domaines de l'harmonisation des données sur les émissions de gaz à effet de serre et les émissions d'autres substances préoccupantes par les centrales électriques, notamment le mercure, et il fait ressortir des domaines dans lesquels des mesures additionnelles s'imposent en vue de gérer et de réduire ces émissions.

Dans le cadre d'activités connexes, la CCE soutient des initiatives trilatérales telles que le projet de RRTP nord-américain, qui fait le suivi des rejets et transferts de polluants effectués par les établissements industriels, notamment les centrales aux combustibles fossiles. Les données recueillies dans ce contexte sont présentées et analysées dans les rapports annuels de la série *À l'heure des comptes* et peuvent également être consultées en ligne dans la base de données intégrée connexe, <[www.cec.org/takingstock](http://www.cec.org/takingstock)>. La CCE travaille en outre avec des représentants de chacun de nos trois pays afin de procéder à une évaluation de la comparabilité des inventaires d'émissions de gaz à effet de serre et, notamment, des émissions de carbone noir, pour resserrer la coopération à l'échelle régionale sur le plan des politiques climatiques et, ainsi, donner suite à l'une des priorités établies par le conseil de la CCE pour la période 2010–2015, soit les *changements climatiques — une économie à faibles émissions de carbone*.

Nous sommes assurés que cette publication et l'information connexe offerte en ligne conduiront à une meilleure compréhension des émissions des centrales électriques nord-américaines et de leurs répercussions sur l'environnement et sur la santé humaine, à l'échelle locale aussi bien que régionale, et pourront servir de base à la prise de décisions concernant la réduction et la prévention de la pollution imputable à ce secteur.

**Evan Lloyd**

*Directeur exécutif*

# Remerciements

La Commission de coopération environnementale (CCE) tient à remercier Luisa Manzanares Papayanopoulos, Arturo Keer Rendón et Emilio Manzanares Papayanopoulos, les principaux auteurs de cette publication. Le rapport n'aurait pas pu avoir une portée aussi étendue sans leur expertise et sans les efforts qu'ils ont déployés pour compiler et interpréter les données et les statistiques relatives aux centrales électriques en provenance des trois pays — des renseignements tirés d'un large éventail de sources présentant des différences considérables sur le plan de la structure des données et du niveau de détail. La CCE témoigne aussi sa reconnaissance à Claudia Márquez Estrada et Alberto Cruzado pour le précieux soutien qu'ils ont apporté à la compilation des données sur le secteur de l'électricité incluses dans l'Inventaire national des émissions du Mexique. La CCE est également redevable à Orlando Cabrera-Rivera, gestionnaire du programme de la CCE relatif à la qualité de l'air et aux rejets de polluants, pour sa surveillance diligente et l'apport de son expertise tout au long de l'élaboration du rapport. Parmi les autres personnes qui ont joué un important rôle en fournissant des renseignements et en procédant à des examens spécialisés du rapport, on compte :

- les membres du Groupe de travail nord-américain sur la qualité de l'air de la CCE;
- les représentants de l'*Air and Radiation Division* (Division de l'air et des rayonnements) de l'*Environmental Protection Agency* (Agence de protection de l'environnement) des États-Unis;
- les représentants de la Division des inventaires et des rapports sur les polluants, de la Division des priorités — émissions atmosphériques et de la Division de l'électricité et de la combustion d'Environnement Canada;
- les représentants de la *Dirección General de Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes* (DGCARETC, Direction générale de la qualité de l'air et du registre des émissions et des transferts de contaminants) du *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales* (Semarnat, ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles) du Mexique;
- Nancy Southern (membre canadienne du Comité consultatif public mixte de la CCE).

La firme Leifa Communications ainsi que Keith Powell et Jean-Sébastien Goulet, du personnel des TI du Secrétariat de la CCE, ont mis au point le site Web de la CCE sur les émissions atmosphériques des centrales électriques nord-américaines: <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>. Ce site permet d'avoir accès à une version électronique du rapport, à des renseignements connexes, de même qu'à la base de données intégrée qui a servi à l'établissement du rapport.

Enfin, la CCE remercie les divers membres du personnel du Secrétariat de la CCE qui ont contribué à mener ce projet à terme, notamment : Danielle Vallée, coordonnatrice du projet de RRTP nord-américain; les membres de la section des publications Douglas Kirk, Jacqueline Fortson et Johanne David, sous la direction de Jeffrey Stoub; Zakir Jafry, consultant de la CCE, qui a travaillé à l'établissement des cartes utilisées dans le rapport; et Gray Fraser, de ProductionGray, pour la conception et la mise en page de la publication .





# Table des matières

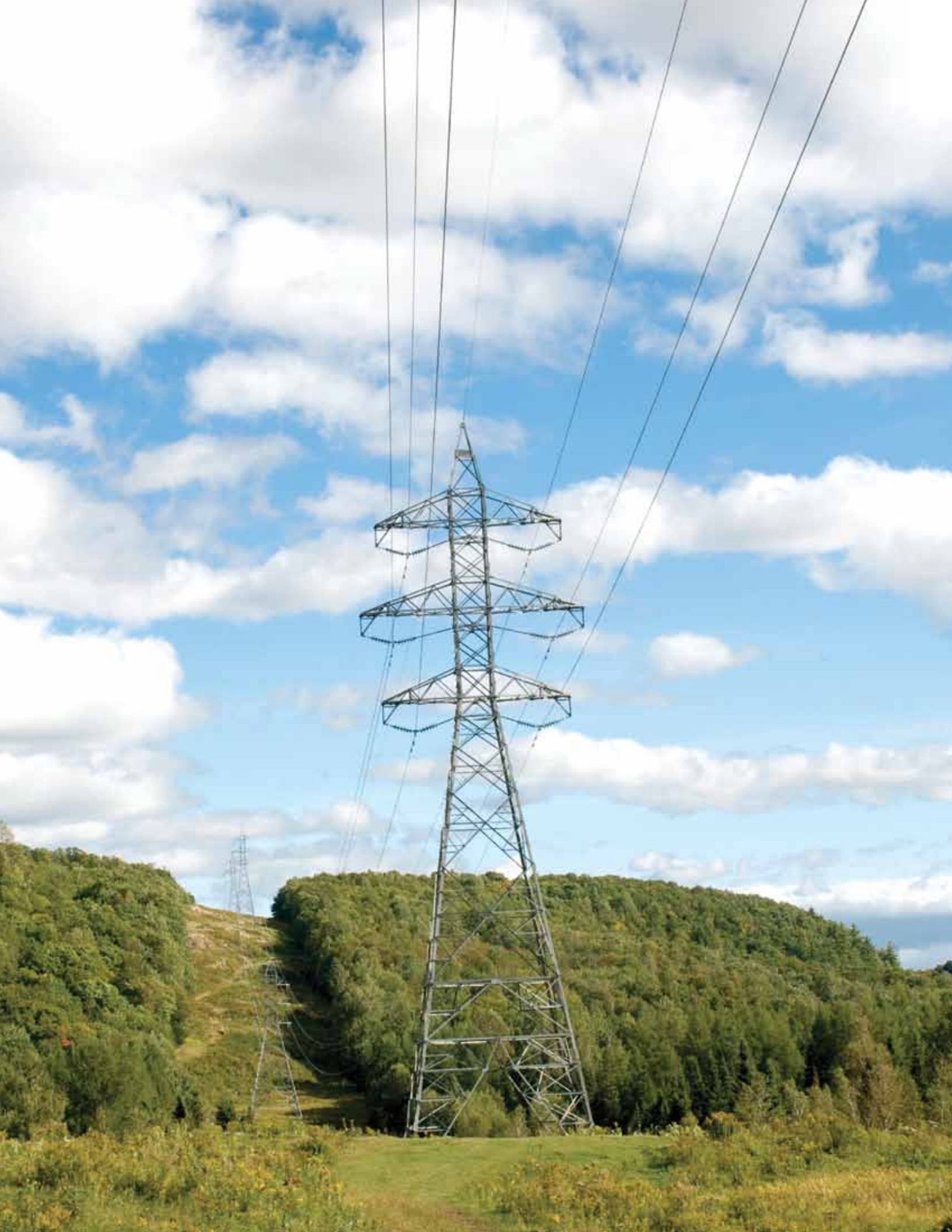
Avant-propos	iii
Remerciements	v
Liste des figures	viii
Liste des tableaux	ix
Abréviations et acronymes	xi
Tables de conversion utiles	xiii
Introduction	1
1. Aperçu du réseau électrique en Amérique du Nord	3
2. Données sur les émissions	11
3. Les centrales aux combustibles fossiles: information de base	41
4. Pour en savoir plus	51
Annexe. Sources d'information et méthodologie relatives aux données sur la production d'électricité des centrales canadiennes	53
Références	58
Références de l'annexe	61

# Liste des figures

<b>Figure 1.1</b>	Le réseau électrique en Amérique du Nord	3
<b>Figure 1.2</b>	Consommation totale et production nette d'électricité en Amérique du Nord, 2005	4
<b>Figure 1.3</b>	Part de l'Amérique du Nord dans les émissions mondiales de GES pour les six catégories du GIEC en 2005	7
<b>Figure 1.4</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> par habitant imputables au secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord	9
<b>Figure 2.1</b>	Apport des installations individuelles aux émissions de SO <sub>2</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis	19
<b>Figure 2.2</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> des cinq plus gros émetteurs parmi les centrales de chaque pays	20
<b>Figure 2.3</b>	Répartition des sources d'émission de SO <sub>2</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	20
<b>Figure 2.4</b>	Apport des installations individuelles aux émissions de NO <sub>x</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis	23
<b>Figure 2.5</b>	Répartition des sources d'émission de NO <sub>x</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	24
<b>Figure 2.6</b>	Apport des installations individuelles aux émissions de Hg des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis	27
<b>Figure 2.7</b>	Répartition des sources d'émission de Hg attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	27
<b>Figure 2.8</b>	Apport des installations individuelles aux émissions de PM <sub>10</sub> et de PM <sub>2,5</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis	32
<b>Figure 2.9</b>	Répartition des sources d'émission de PM <sub>2,5</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	32
<b>Figure 2.10</b>	Répartition des sources d'émission de PM <sub>10</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	33
<b>Figure 2.11</b>	Apport des installations individuelles aux émissions de CO <sub>2</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis	37
<b>Figure 2.12</b>	Répartition des sources d'émission de CO <sub>2</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005	37
<b>Figure 3.1</b>	Émissions de polluants attribuables à la production d'électricité, selon le type de combustible fossile	42
<b>Figure 3.2</b>	Évolution naturelle du charbon au fil du temps	43

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1.1</b>	Concentration des GES les plus abondants et variation entre 1998 et 2005	7
<b>Tableau 2.1</b>	Résumé des renseignements sur le secteur canadien de la production d'électricité et ses émissions pour 2005	14
<b>Tableau 2.2</b>	Résumé des renseignements sur le secteur mexicain de la production d'électricité et ses émissions pour 2005	15
<b>Tableau 2.3</b>	Capacité additionnelle de production d'électricité au Mexique, 2005	15
<b>Tableau 2.4</b>	Résumé des renseignements sur le secteur américain de production d'électricité et ses émissions pour 2005	15
<b>Tableau 2.5</b>	Résumé des émissions de particules du secteur de la production d'électricité aux États-Unis en 2005	16
<b>Tableau 2.6</b>	Résumé des émissions par habitant du secteur nord-américain de la production d'électricité en 2005	16
<b>Tableau 2.7</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	17
<b>Tableau 2.8</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	18
<b>Tableau 2.9</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	19
<b>Tableau 2.10</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	21
<b>Tableau 2.11</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	22
<b>Tableau 2.12</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	22
<b>Tableau 2.13</b>	Émissions de Hg au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	25
<b>Tableau 2.14</b>	Émissions de Hg au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	26
<b>Tableau 2.15</b>	Émissions de Hg aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	26
<b>Tableau 2.16</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	28
<b>Tableau 2.17</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	29
<b>Tableau 2.18</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	30
<b>Tableau 2.19</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	30
<b>Tableau 2.20</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	31
<b>Tableau 2.21</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	31
<b>Tableau 2.22</b>	Émissions totales et taux d'émission des principaux GES rejetés par les centrales électriques en Amérique du Nord en 2005	34
<b>Tableau 2.23</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	35
<b>Tableau 2.24</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	36
<b>Tableau 2.25</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)	36
<b>Tableau 3.1</b>	Combustibles utilisés selon le type de centrale	42
<b>Tableau 3.2</b>	Taux d'émission caractéristiques de différents combustibles	44
<b>Tableau 3.3</b>	Principaux effets sur la santé et sur l'environnement des plus importants polluants émis par les centrales	45



## Abréviations et acronymes

<b>ADN</b>	Acide désoxyribonucléique
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>AP-42</b>	Compilation de coefficients d'émission de polluants atmosphériques (EPA), États-Unis
<b>BTU</b>	<i>British thermal unit</i> (unité thermique du système britannique)
<b>CCE</b>	Commission de coopération environnementale
<b>CCME</b>	Conseil canadien des ministres de l'Environnement
<b>CEM</b>	<i>Continuous Emissions Monitoring</i> (Surveillance continue des émissions), EPA, États-Unis
<b>CERR</b>	<i>Consolidated Emissions Reporting Rule</i> (Règlement refondu sur la déclaration des émissions), États-Unis
<b>CFC</b>	Chlorofluorocarbures
<b>CFE</b>	<i>Comisión Federal de Electricidad</i> (Commission fédérale de l'électricité), Mexique
<b>CH<sub>4</sub></b>	Méthane
<b>CO</b>	Monoxyde de carbone
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de carbone
<b>COA</b>	<i>Cédula de Operación Anual</i> (Certificat annuel d'exploitation), Mexique
<b>COV</b>	Composés organiques volatils
<b>CRE</b>	<i>Comisión Reguladora de Energía</i> (Commission de réglementation de l'énergie), Mexique
<b>EACENA</b>	Émissions atmosphériques des centrales nord-américaines (rapport)
<b>eGRID</b>	<i>Emissions and Generation Resource Integrated Database</i> (Base de données intégrée sur les émissions et les ressources de production), États-Unis
<b>eGRID2007</b>	Base de données eGRID pour l'année 2005; version 1.1 publiée en janvier 2007
<b>EIA</b>	<i>Energy Information Administration</i> (Administration de l'information sur l'énergie), États-Unis
<b>EIAG</b>	<i>Emission Inventory and Analysis Group</i> (Groupe des inventaires et des analyses des émissions), États-Unis
<b>EPA</b>	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agence de protection de l'environnement), États-Unis
<b>éq.-CO<sub>2</sub></b>	Équivalent de dioxyde de carbone
<b>ETS</b>	<i>Emissions Tracking System</i> (Système de suivi des émissions), EPA, États-Unis
<b>FERC</b>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (Commission fédérale de réglementation de l'énergie), États-Unis
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GIEC</b>	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
<b>GWh</b>	Gigawattheure
<b>H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	Acide sulfurique
<b>Hg</b>	Mercure
<b>HNO<sub>3</sub></b>	Acide nitrique
<b>INEM</b>	<i>Inventario Nacional de Emisiones de México</i> (Inventaire national des émissions du Mexique)
<b>INRP</b>	Inventaire national des rejets de polluants, Canada
<b>kg</b>	Kilogramme
<b>kt</b>	Kilotonne
<b>kWh</b>	Kilowattheure
<b>LyFC</b>	<i>Compañía de Luz y Fuerza del Centro</i> (Compagnie d'éclairage et d'énergie du Centre), Mexique
<b>MJ</b>	Mégajoule
<b>Mt</b>	Mégatonne

<b>MW</b>	Mégawatt
<b>MWh</b>	Mégawattheure
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Oxyde nitreux
<b>NEI</b>	<i>National Emissions Inventory</i> (Inventaire national des émissions), États-Unis
<b>NIH</b>	<i>National Institutes of Health</i> (Instituts nationaux de la santé), États-Unis
<b>NO</b>	Oxyde nitrique
<b>NO<sub>2</sub></b>	Dioxyde d'azote
<b>NO<sub>x</sub></b>	Oxydes d'azote [la somme de l'oxyde nitrique (NO) et du dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> ), exprimée en NO <sub>x</sub> ]
<b>OCDE</b>	Organisation de coopération et de développement économiques
<b>PAC</b>	Polluants atmosphériques courants
<b>PDGES</b>	Programme de déclaration des gaz à effet de serre, Canada
<b>PEI</b>	Producteur d'électricité indépendant
<b>PIB</b>	Produit intérieur brut
<b>PM</b>	Particules
<b>PM<sub>10</sub></b>	Ensemble des particules de diamètre aérodynamique inférieur à 10 micromètres
<b>PM<sub>2,5</sub></b>	Ensemble des particules de diamètre aérodynamique inférieur à 2,5 micromètres
<b>PMT</b>	Particules totales
<b>PPA</b>	Parité des pouvoirs d'achat
<b>ppb</b>	Parties par milliard
<b>ppm</b>	Parties par million
<b>PRG</b>	Potentiel de réchauffement du globe
<b>SCIAN</b>	Système de classification des industries de l'Amérique du Nord
<b>Semarnat</b>	<i>Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales</i> (ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles), Mexique
<b>Sener</b>	<i>Secretaría de Energía</i> (ministère de l'Énergie), Mexique
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dioxyde de soufre
<b>SO<sub>3</sub></b>	Trioxyde de soufre
<b>SO<sub>x</sub></b>	Oxydes de soufre
<b>SP</b>	Standards pancanadiens
<b>STBP</b>	Substance toxique, biocumulative et persistante
<b>t</b>	Tonne (sauf indication contraire: tonne métrique)
<b>Tg</b>	Téragramme
<b>TWh</b>	Térawattheure
<b>°C</b>	Degré Celsius

## Tables de conversion utiles

Énergie				
Unité de base	Joule	J		
Consommation d'électricité	Wattheure	Wh	3 600	J
Système britannique	<i>British thermal unit</i>	BTU	1 055,056	J
Masse				
Unité de base	Gramme	g		
Tonne métrique	Tonne	t	1 000 000	g
Puissance				
Unité de base	Watt	W	1	J/s

Préfixes communs des unités		Multiplient par
k	kilo	$1 \times 10^3$
M	méga	$1 \times 10^6$
G	giga	$1 \times 10^9$
T	téra	$1 \times 10^{12}$
Potentiel de réchauffement du globe		Équivalent- $\text{CO}_2$
$\text{CO}_2$	Dioxyde de carbone	1
$\text{CH}_4$	Méthane	21
$\text{N}_2\text{O}$	Oxyde nitreux	310

Les émissions de gaz à effet de serre sont habituellement exprimées en masse d'équivalent de  $\text{CO}_2$ , c'est-à-dire la quantité équivalente de  $\text{CO}_2$  qui serait requise pour produire le même effet de réchauffement sur une période de 100 ans. On calcule donc l'équivalent de dioxyde de carbone (éq.- $\text{CO}_2$ ) en multipliant le volume des émissions d'un gaz par un facteur qui est associé à ce dernier et qui est appelé « potentiel de réchauffement du globe » (PRG). Par exemple, le PRG sur 100 ans du méthane ( $\text{CH}_4$ ) est de 21. Donc, l'éq.- $\text{CO}_2$  d'une émission de 3 tonnes (3 t) de méthane se calcule ainsi :  $21 \times 3 \text{ t} = 63 \text{ t éq.-CO}_2$ .

Interconnecteur de l'entreprise de services d'électricité  
**Sharyland Utilities**, qui permet le transfert d'électricité entre  
le réseau de l'État du Texas et le réseau national du Mexique





# Introduction

Le secteur de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles est une composante importante de l'économie nord-américaine et il fournit un produit de base indispensable. Cependant, ce secteur est l'un des plus importants producteurs de polluants atmosphériques dans la région; il rejette des polluants atmosphériques courants comme le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les particules, ainsi que des gaz à effet de serre tels que le dioxyde de carbone et le méthane. Selon la nature du combustible utilisé, les centrales électriques peuvent également rejeter des métaux à l'état de traces comme le mercure. Les effets de ces polluants sur notre environnement local et mondial suscitent des préoccupations croissantes.

Le secteur de chacun des trois pays nord-américains a un profil qui lui est propre pour ce qui est du caractère privé et/ou public de la propriété des services d'électricité, de la combinaison de technologies de production d'électricité ainsi que de la disponibilité et de l'utilisation de combustibles. Il y a également des interdépendances à l'intérieur de chaque pays et entre les pays, sur le plan non seulement des importations et exportations d'électricité pour répondre à la demande, mais aussi en ce qui concerne la production d'émissions par les centrales électriques et la gestion de ces émissions.

En raison de ces interdépendances, les collectivités et les gouvernements de l'ensemble de l'Amérique du Nord peuvent bénéficier de l'adoption d'une approche régionale et d'une recherche concertée de moyens de réduire au minimum la pollution attribuable à ce secteur. La directive donnée par le Conseil de la Commission de coopération environnementale (CCE) de l'Amérique du Nord relativement à un échange accru de renseignements environnementaux présentant de l'intérêt à l'échelle régionale a conduit à l'adoption de la résolution du Conseil n° 01-05 (29 juin 2001), visant à promouvoir la comparabilité des inventaires d'émissions atmosphériques en Amérique du Nord. Dans cette résolution, le Conseil donnait instruction à la CCE d'établir des rapports périodiques à partir des renseignements publics contenus dans les inventaires nord-américains d'émissions atmosphériques, y compris les inventaires d'émissions de gaz à effet de serre. La Déclaration ministérielle de 2007 réitérait cette directive.

En 2004, le premier rapport sur les émissions atmosphériques des centrales électriques nord-américaines (EACENA) [1] était publié; il présentait les données publiques sur les émissions de polluants atmosphériques courants des centrales nord-américaines pour l'année de référence 2002. Ce rapport a constitué un important jalon nord-américain dans la voie de la promotion de la prise de décisions trilatérales en vue de renforcer les liens énergétiques entre les trois pays. Le présent rapport se situe dans le prolongement

de cette activité permanente de la CCE. Il vise à présenter, sous forme condensée, l'information publique à jour sur les rejets de certains polluants atmosphériques et gaz à effet de serre précis effectués par les centrales qui ont recours à des combustibles fossiles pour produire de l'électricité en Amérique du Nord, en vue d'améliorer les données recueillies et d'accroître ainsi la comparabilité et la disponibilité publique de l'information environnementale à l'échelle nord-américaine.

Au moment de la rédaction du présent rapport, 2005 était l'année la plus récente pour laquelle des données en provenance des trois pays étaient disponibles; par conséquent, sauf indication contraire, tous les renseignements contenus dans le rapport sont ceux de l'année de déclaration 2005. Seule l'information publique sur la puissance installée des centrales, leur production d'électricité et les technologies de production utilisées est présentée; dans les cas où les données n'étaient pas disponibles et, lorsque cela était possible, des estimations ont été effectuées à partir de renseignements publics comparables. Les renseignements compilés dans le rapport ont une portée beaucoup plus vaste que ceux de l'édition de 2004, car il existe maintenant des données publiques sur les émissions de méthane (CH<sub>4</sub>), d'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) et de particules (PM). Les renseignements sur ces polluants n'étaient pas disponibles lors de l'établissement du rapport précédent et celui-ci se limitait à l'analyse des émissions de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), de mercure (Hg) et de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Le présent rapport traite aussi d'un plus grand nombre d'établissements que l'édition de 2004 et il dresse donc un tableau plus complet de la part relative des trois pays dans les émissions atmosphériques des centrales électriques à l'échelle nord-américaine. Le lecteur peut avoir accès aux données sur les émissions et aux renseignements sur l'exploitation des centrales étudiées dans le présent rapport par l'intermédiaire du réseau de connaissances de la CCE, à l'adresse <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>.

En présentant et en analysant les données les plus récentes disponibles sur les sources, les types et les volumes de polluants produits dans chacun des trois pays, le présent rapport peut améliorer notre compréhension des émissions des centrales électriques nord-américaines ainsi que de leurs répercussions sur l'environnement et sur la santé humaine dans la région, et il peut étayer la prise de décisions liées à la réduction et à la prévention de la pollution attribuable à ce secteur.

# 1. Aperçu du réseau électrique en Amérique du Nord

## 1.1 Le réseau électrique en Amérique du Nord

D'une façon générale, le réseau électrique nord-américain se compose de trois importants sous-systèmes: la production, le transport et la distribution d'électricité (voir la **figure 1.1**). La production est le processus selon lequel l'électricité est générée à partir d'autres types d'énergie ou de procédés dégageant de l'énergie; le transport est le processus qui consiste à acheminer l'électricité des centrales vers les zones de distribution; la distribution englobe le réseau local de lignes basse tension, de sous-stations et de transformateurs utilisés pour acheminer l'électricité vers ses consommateurs finals. Une fraction de l'énergie électrique produite est perdue lors du transport et de la distribution.

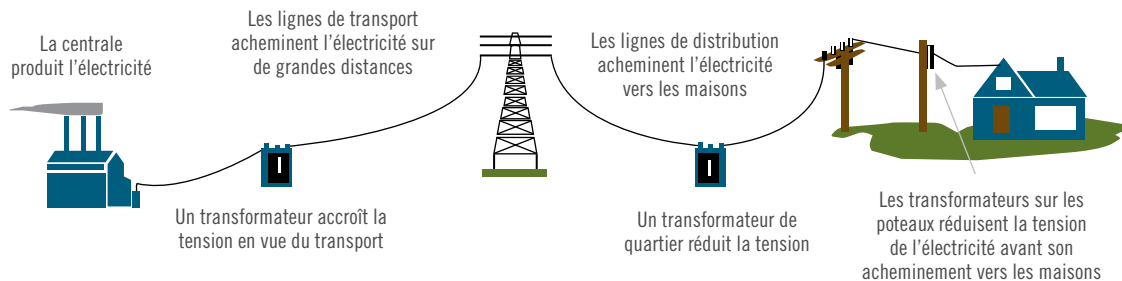
Le sous-système de la production est celui qui contribue le plus aux émissions de polluants atmosphériques courants (PAC) imputables au réseau électrique nord-américain. L'électricité est produite à partir de différentes sources d'énergie. Les technologies de production basées sur l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité sont des technologies propres sous l'angle des émissions

atmosphériques. Le Canada est exceptionnel à cet égard en raison de son énorme potentiel hydrologique; en conséquence, les émissions de PAC attribuables à son secteur de la production d'électricité sont plus basses que dans les deux autres pays. Toutefois, la production d'électricité à partir de technologies propres de ce genre est insuffisante pour répondre à la demande et il est donc nécessaire de recourir à des procédés faisant appel aux combustibles fossiles.

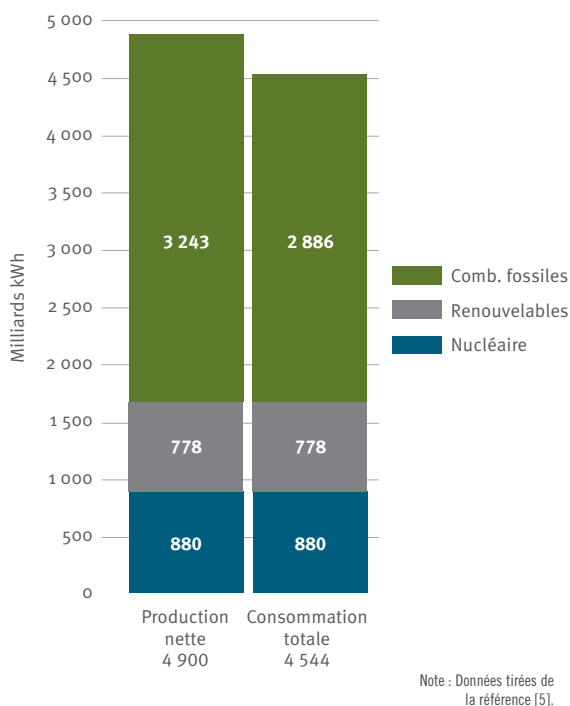
La **figure 1.2** (page suivante) montre que la production des centrales nucléaires et hydroélectriques en Amérique du Nord ne représente qu'environ le tiers de la production totale et que le reste doit être produit à partir des combustibles fossiles. Des analyses menées par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) indiquent que les combustibles fossiles sont la principale source d'énergie utilisée pour la production d'électricité en Amérique du Nord [3, 4].

Les types de combustibles fossiles couramment utilisés dans les centrales nord-américaines sont le charbon, le mazout lourd et le gaz naturel; on trouve

Figure 1.1 Le réseau électrique en Amérique du Nord [2]



**Figure 1.2** Consommation totale et production nette d'électricité en Amérique du Nord, 2005



également « d'autres combustibles » qui comprennent les gaz de pétrole liquéfiés, le diesel et le coke. La part relative de l'utilisation de ces combustibles varie d'un pays à l'autre selon leur disponibilité, l'infrastructure de production d'électricité, et ainsi de suite. Le chapitre 3 fournit des détails additionnels sur les caractéristiques de ces combustibles fossiles.

La méthode actuellement employée pour transformer en électricité l'énergie stockée dans les combustibles fossiles consiste essentiellement à brûler les combustibles. C'est ce procédé qui produit des polluants atmosphériques. La quantité de polluants et la façon dont ils sont produits dépendent des techniques appliquées pour brûler les combustibles, des combustibles eux-mêmes et du moyen utilisé pour transformer en électricité l'énergie dégagée pendant la combustion. Divers systèmes de production d'électricité sont utilisés en Amérique du Nord; les plus courants sont les turbines à vapeur, les turbines à gaz et les moteurs à combustion interne, mais il existe aussi des systèmes à cycle combiné et des systèmes de cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité). Ces technologies, de même que les technologies disponibles de lutte contre la pollution attribuable aux centrales électriques, sont décrites plus en détail au chapitre 3.

### 1.1.1 Canada

En 2005, l'infrastructure électrique au Canada relevait dans une large mesure de la compétence des provinces [6] pour les trois sous-systèmes de la production, du transport et de la distribution. Les provinces exercent cette compétence par l'intermédiaire de sociétés d'État<sup>1</sup> et d'organismes de réglementation provinciaux. Traditionnellement, l'électricité était fournie par des services publics verticalement intégrés qui étaient souvent des sociétés d'État jouissant de droits de monopole. À la fin des années 1990, cependant, la structure de l'industrie s'est transformée et la plupart des provinces ont scindé les fonctions de la production, du transport et de la distribution pour les confier à des organisations distinctes. Certaines provinces ont même permis la participation du secteur privé en autorisant des producteurs d'électricité indépendants.

À l'échelon fédéral, en 2005, l'Office national de l'énergie du Canada avait compétence sur les exportations d'électricité, les lignes électriques internationales et certaines lignes électriques interprovinciales désignées; la Commission canadienne de sûreté nucléaire avait compétence sur le secteur de l'énergie nucléaire. Le gouvernement fédéral finançait les activités de recherche, de mise au point et de commercialisation de technologies nouvelles, y compris dans le secteur nucléaire.

L'électricité au Canada était principalement produite par des installations hydroélectriques ou des centrales nucléaires et thermiques, ces dernières étant alimentées par des combustibles fossiles tels que le charbon, le mazout et le gaz naturel. Le nombre total de centrales exploitées au Canada en 2005 était de 979. Sur ce nombre, on comptait 503 centrales hydroélectriques, 419 centrales thermiques classiques, 49 éoliennes, 7 centrales nucléaires et une centrale marémotrice. Pendant de nombreuses années, le Canada a été le plus important producteur mondial d'hydroélectricité. En 2005, il avait accès à environ 7% du débit d'eau total dans le monde [7] et il se classait en conséquence au deuxième rang à l'échelle mondiale pour la production d'hydroélectricité, après la Chine. Cette même année, il comptait parmi les dix principaux producteurs d'électricité dans le monde, totalisant 3,4% de la production mondiale d'électricité [8].

Selon Statistique Canada [9,10], entre 2002 et 2005, la puissance installée totale du Canada a augmenté de 5,7%, pour atteindre 121 482 MW, tandis que la pro-

1. Les sociétés d'État sont des organismes possédés par le fédéral ou une province et qui sont structurés comme des entreprises privées ou indépendantes. Elles sont plus autonomes et moins soumises à un contrôle politique direct que les ministères.

duction nette d'électricité ne s'est accrue que de 4 %, pour atteindre 604 500 GWh. L'hydroélectricité continuait d'être le principal mode de production de l'électricité au Canada en 2005 (358 446 GWh, soit 59 % du total national); elle était suivie par les centrales thermiques classiques à vapeur (130 320 GWh, ou 21,5 %) et les centrales nucléaires (86 830 GWh, ou 14 %). Ainsi, environ 74 % de l'électricité produite au Canada en 2005 a été obtenue grâce à des procédés n'émettant pas de polluants atmosphériques [9, 10].

Parmi les 21,5 % de l'électricité totale produite au Canada en 2005 qui ont été générés par des centrales thermiques aux combustibles fossiles, la combustion de charbon dominait (66,4 %); elle était suivie par la combustion de gaz naturel et de mazout (21,8 % et 7,8 %, respectivement) [9].

Entre 2002 et 2005, la production d'électricité des centrales hydroélectriques et nucléaires a augmenté de 3,5 % et de 21,9 %, respectivement, tandis que celle des centrales à vapeur diminuait de 8,0 %. Ensemble, les provinces du Québec et de l'Ontario ont produit environ 56 % de l'électricité totale au Canada en 2005 [9, 10].

### 1.1.2 Mexique

Contrairement au Canada, en 2005, l'infrastructure électrique mexicaine relevait de la compétence fédérale et se trouvait sous la direction de deux sociétés d'État : la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité) et la *Compañía de Luz y Fuerza del Centro* (LyFC, Compagnie d'éclairage et d'énergie du Centre). Les deux sociétés menaient des activités analogues dans les trois secteurs de la production, du transport et de la distribution, mais la deuxième desservait la région centrale du pays, y compris Mexico, l'État de Mexico et certaines municipalités des États de Morelos, Tlaxcala et Puebla, tandis que la première desservait le reste du territoire mexicain.

À partir de 1992, les investissements privés ont été autorisés dans le secteur de la production d'électricité; cependant, ce n'est qu'en juin 2000 que le premier producteur d'électricité indépendant (PEI) est entré en activité [11]. Ces producteurs indépendants n'étaient pas autorisés à vendre directement de l'électricité aux consommateurs finals et ils devaient plutôt vendre leur production à la CFE ou l'exporter. Ensemble, la CFE, la LyFC et les PEI forment le réseau public d'électricité; les activités de production dans le secteur privé comprennent l'auto-alimentation et la production à petite échelle ( $\leq 30$  MW) [12]. On peut consulter une liste des centrales privées dont l'exploitation était auto-

risée en 2005 par la *Comisión Reguladora de Energía* (Commission de réglementation de l'énergie) sur le site Web du réseau de connaissances de la CCE à l'adresse : <[www.cec.org/centralesselectricas](http://www.cec.org/centralesselectricas)>.

En 2005, l'infrastructure du réseau public d'électricité comprenait 173 centrales (CFE, LyFC et PEI) et sa puissance installée était de 46 534 MW. La puissance installée se répartissait ainsi : les centrales au mazout ou au gaz naturel représentaient 27,8 % du total; les installations à cycle combiné, 28,5 %; les centrales hydroélectriques, 22,6 %; les centrales au charbon, 5,6 %; les centrales à chauffe mixte, 4,5 %; la technologie nucléaire, 2,9 %; les centrales géothermiques, 2,1 %; les turbines à combustion et les installations à combustion interne, 6 % (voir, au chapitre 3, la description des technologies de production d'électricité à partir de combustibles fossiles); enfin, l'énergie éolienne représentait un tout petit pourcentage. Selon les données officielles du *Secretaría de Energía* (ministère de l'Énergie) [13, 14], près de 18 % de la puissance installée dans le secteur public était possédée par des producteurs indépendants, soit 13,2 % de plus qu'en 2002. La majeure partie de cette hausse est attribuable à la construction de neuf centrales par les PEI. La puissance installée nationale totale (comprenant tant le secteur public que le secteur privé) s'élevait à 53 858 MW en 2005. La CFE et la LyFC possédaient 69,5 % et 1,6 %, respectivement, de cette puissance installée; la proportion correspondante était de 15,3 % pour les PEI. Dans le secteur privé, l'auto-alimentation, la cogénération et les exportations représentaient 7,3 %, 2,8 % et 2,5 % du total, respectivement. Le présent rapport étudie uniquement les données relatives au secteur public parce que les données de la majorité des centrales privées ne sont pas communiquées en détail aux autorités.

En 2005, la production brute d'électricité s'élevait à 248 079 GWh [14]; cette production se répartissait ainsi : la CFE et la LyFC en représentaient ensemble 69,2 %; les PEI, 19,1 %; l'auto-alimentation, la cogénération, les exportations et les autres utilisations, 5,8 %, 2,9 %, 2,5 % et 0,6 %, respectivement. La production nette d'électricité du secteur public correspondait à 208 379 GWh [14]. Cependant, les concessionnaires d'installations d'auto-alimentation et de cogénération, dans le secteur privé, avaient accru leur part de la production totale en 2005 et possédaient une proportion notable de la puissance installée au sein du réseau national d'électricité.

En 2005, la production d'électricité au Mexique reposait toujours sur l'utilisation des combustibles

fossiles, qui représentaient environ 72,4 % de la production totale — environ 43,2 % de cette production reposait sur l'utilisation de gaz naturel, 32,7 % reposait sur l'utilisation de mazout et le reste, sur l'utilisation de charbon et d'autres combustibles (surtout du diesel).

### 1.1.3 États-Unis

Aux États-Unis, l'industrie de l'électricité est principalement constituée de services d'électricité « traditionnels », des personnes morales qui, de concert avec les installations de distribution, ont pour but fondamental de fournir de l'électricité au public. Ces services peuvent être possédés par des investisseurs, être des sociétés municipales, étatiques ou fédérales ou des coopératives rurales. L'industrie américaine de l'électricité comprend aussi des participants non traditionnels tels que des fournisseurs de services énergétiques, des négociants d'électricité, des producteurs d'électricité indépendants et des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité.

En 2005, il y avait aux États-Unis 3 133 services d'électricité et 2 800 participants non traditionnels, exploitant au total 16 807 unités de production d'électricité, dont 81,42 % appartenaient au secteur de l'énergie électrique — c'est-à-dire les services d'électricité et les producteurs d'électricité indépendants — et le reste appartenait au secteur de la production combinée de chaleur et d'électricité. Les deux secteurs fournissaient une puissance installée totale de 1 067 010 MW [15, 16].

Selon les données publiées par le *Department of Energy* (ministère de l'Énergie) [15, 16], on estime que la production nette d'électricité a augmenté de 4,8 % entre 2002 et 2005, pour atteindre 4 055 milliards de kWh. Le taux d'augmentation annuel moyen a été de 2 % au cours de la période de 12 ans allant de 1994 à 2005. Pendant la même période, environ 20 % de l'électricité totale produite était fournie par des centrales nucléaires; les centrales au charbon et au gaz naturel représentaient entre 65 % et 68 % du total. La part du gaz naturel dans la production totale est passée de 14,2 % en 1994 à 18,7 % en 2005, tandis que la part du charbon diminuait, passant de 52,1 % en 1994 à 49,7 % en 2005. La réduction de la part du charbon dans la production d'électricité reflète le fait qu'au cours de cette période, la capacité ajoutée a surtout été attribuable à des unités au gaz naturel, en particulier depuis 2000.

La production nette des centrales hydroélectriques s'est accrue entre 2002 et 2005, passant de 256 milliards à 270 milliards de kWh [15, 16]. Cependant, en dépit de cette augmentation de 5,46 %, la production hydroélectrique en 2005 était inférieure au maximum atteint au

cours de la décennie précédente, soit 356 milliards de kWh en 1997. La relativement faible production hydroélectrique a été attribuée aux graves sécheresses qui ont frappé l'Ouest des États-Unis de 1999 à 2004 [17]. Les autres sources d'énergie renouvelable (biomasse, énergie éolienne, géothermique et solaire) totalisaient 2,3 % de la production; il s'agissait principalement d'énergie tirée de la biomasse. L'énergie éolienne produite s'élevait à 17,8 milliards de kWh, soit 19 % de la production de toutes les sources d'énergie renouvelable combinées.

Le pétrole représentait 3 % de la capacité de production d'électricité des États-Unis en 2005 (123 milliards de kWh); la production à partir d'autres combustibles gazeux (p. ex., les gaz de raffinerie, les gaz de haut-fourneau) ainsi qu'à d'autres sources diverses correspondait au reste de la production totale d'électricité.

En résumé, la capacité de production des installations au charbon, nucléaires et hydroélectriques aux États-Unis est restée à peu près la même au cours de la décennie terminée en 2005, alors que la puissance installée du gaz naturel et des autres sources d'énergie renouvelable a considérablement augmenté.

---

## 1.2 Les centrales nord-américaines et leurs répercussions

### 1.2.1 Changements climatiques

Le climat de la Terre a subi de nombreux changements au fil du temps, sous l'effet d'événements documentés tels que les ères glaciaires et les périodes interglaciaires, plus chaudes (comme l'ère actuelle). Cependant, la période de réchauffement la plus rapide observée est survenue au cours des dernières décennies et les scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [18, 19] ont établi à plus de 90 % la probabilité que la majeure partie de réchauffement actuel soit causée par l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES) imputables aux activités humaines, l'augmentation des températures moyennes à l'échelle planétaire ayant de graves répercussions sur le climat de la Terre.

Les données rapportées par le GIEC montrent que la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère est passée d'une valeur d'environ 280 ppm avant l'ère industrielle à 379 ppm en 2005 (voir le **tableau 1.1**), et que les émissions imputables à la combustion des combustibles fossiles représentaient la source principale de ce gaz à effet de serre. Le secteur énergétique joue un rôle de premier plan dans ce domaine, car il est à l'origine de

plus de 60 % [20] des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Comme l'indique la section 3.3.5, le secteur énergétique produit des émissions de tous les principaux GES et, en particulier, de dioxyde de carbone, de méthane et d'oxyde nitreux, tout au long du cycle de vie du combustible, depuis l'extraction jusqu'à la combustion. Les émissions de GES dépendent également de facteurs externes tels que, notamment, les conditions météorologiques, la croissance économique et le prix des combustibles.

Selon les données de l'AIE [8], en 2005, les États-Unis se classaient au premier rang pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la consommation de combustibles; le Canada et le Mexique se classaient respectivement au septième et au douzième rangs. L'Amérique du Nord était donc l'une des principales sources mondiales de gaz à effet de serre. La **figure 1.3** montre que la part des émissions mondiales de GES attribuable à l'Amérique du Nord s'élevait à 19,4% cette année-là. La part du Canada et celle du Mexique étaient toutes deux inférieures à 2%, alors que celle des États-Unis s'élevait à 16%. Les émissions de GES attribuables à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Amérique du Nord représentaient 6% du total

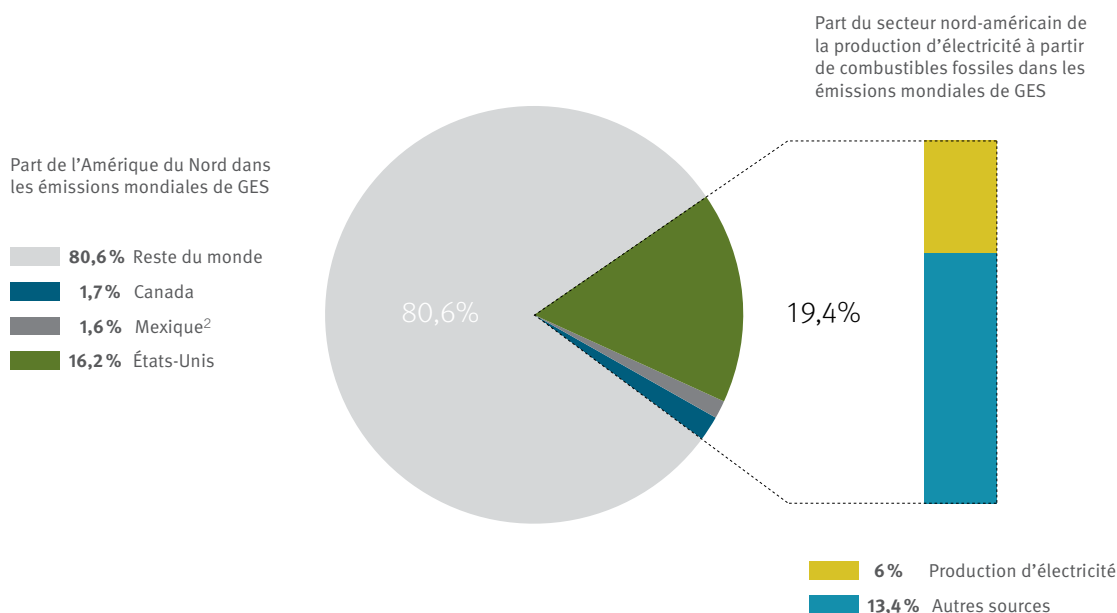
**Tableau 1.1** Concentration des GES les plus abondants et variation entre 1998 et 2005

GES	Concentration en 2005	Changement dans la concentration depuis 1998
CO <sub>2</sub>	379 ± 0.65 ppm	+ 13 ppm
CH <sub>4</sub>	1 774 ± 1.8 ppb	+ 11 ppb
N <sub>2</sub> O	319 ± 0.12 ppb	+ 5 ppb

mondial des émissions de GES en 2005. Les données apparaissant à la **figure 1.3** ont été établies à partir des six grandes catégories définies par le GIEC (énergie, procédés industriels, utilisation de solvants, agriculture, modification de l'aménagement du territoire et exploitation forestière, et déchets) et de l'estimation des émissions mondiales de GES effectuée par le *World Resources Institute* [21].

La **figure 1.4** présente les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant imputables à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Amérique du Nord pour la période 1990–2007. Les données sur les émissions utilisées pour créer ce graphique ont été tirées des rapports sur les inventaires d'émissions de GES de chaque pays [22, 23, 24]. On observe une légère tendance à la

**Figure 1.3** Part de l'Amérique du Nord dans les émissions mondiales de GES pour les six catégories du GIEC en 2005



2. Les données relatives au Mexique sont celles de l'année 2006 (voir la note de bas de page 4).

Note: La production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Amérique du Nord représentait 6% des émissions mondiales de GES. Graphique créé à partir des données des inventaires nationaux de GES [22, 23, 24] et des estimations du *World Resources Institute*.

baisse dans les trois pays à partir de l'an 2000, mais les données suggèrent également que les émissions par habitant ont augmenté entre 1990 et 2000. Les valeurs des émissions de CO<sub>2</sub> par habitant estimées à partir des données de 2005 utilisées pour les besoins du présent rapport étaient de 3,75, 1,12 et 8,07 t/hab. pour le Canada, le Mexique et les États-Unis, respectivement; elles concordent étroitement avec les valeurs présentées dans cette figure.

### 1.2.2 Canada

Entre 1990 et 2005, les émissions nationales totales de GES ont augmenté de 23,5 % au Canada [22]. En 2005, la part du Canada dans les émissions mondiales totales de GES était de 2 %, mais ce pays était l'un des plus gros émetteurs par habitant (22,7 t éq.-CO<sub>2</sub>/hab.). Toutefois, une légère réduction de 1,3 % des émissions de GES a été observée en 2005 par rapport à 2004. Parmi tous les gaz à effet de serre, le CO<sub>2</sub> était la composante la plus importante des émissions de GES en provenance de toutes sources au Canada (78 % du total) [22].

Comme au Mexique et aux États-Unis, les activités liées à l'énergie telles que les sources fixes de combustion, les transports, l'exploitation minière et les activités d'exploration pétrolière et gazière ont été à l'origine de la plus importante proportion, et de loin, des émissions de GES au Canada (81 % du total). La production d'électricité (regroupant les services d'électricité et la production pour les besoins de l'industrie) a été à l'origine de 17 % des émissions totales de GES. Le CO<sub>2</sub> représentait plus de 99 % des émissions de GES du secteur de la production d'électricité [22]. En 2005, les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant imputables à la production d'électricité s'élevaient à 3,85 t (voir la **figure 1.4**); les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant en fonction du produit intérieur brut (PIB) correspondaient à 110 g/\$US<sup>3</sup>.

### 1.2.3 Mexique

Entre 1990 et 2006, les émissions de GES du Mexique ont augmenté d'environ 40 %, à un taux annuel moyen

de 2,1 %. En 2005 et 2006<sup>4</sup>, le Mexique s'est classé au douzième rang des pays du monde pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub> attribuables aux procédés faisant appel aux combustibles [8]. Comme l'illustre la **figure 1.3** (page précédente), la part du Mexique dans les émissions mondiales de GES était semblable à celle du Canada. Les émissions de GES du Mexique par habitant, en 2006, s'élevaient à environ 6,76 t éq.-CO<sub>2</sub>, soit un total de 709 Mt éq.-CO<sub>2</sub> [23], dont 69,5 % étaient des émissions de CO<sub>2</sub>. Les activités liées à l'énergie étaient la principale source des émissions de GES (60,7 %) et le secteur de la production d'électricité représentait 26,1 % de ces émissions. Dans le secteur énergétique, les transports et la production d'électricité étaient à l'origine d'importantes émissions de CO<sub>2</sub> (27,2 % et 22,8 % du total, respectivement) [23]. Les émissions de CO<sub>2</sub> représentaient 99,8 % des émissions totales de GES du secteur de la production d'électricité. Les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de ce même secteur s'établissaient à 1,07 t (voir la **figure 1.4**), et les émissions de CO<sub>2</sub> en fonction du PIB, à 78 g/\$US<sup>5</sup>.

### 1.2.4 États-Unis

Entre 1990 et 2005, les émissions de GES des États-Unis ont augmenté d'environ 16 %, ce qui a propulsé ce pays au premier rang des principaux émetteurs du monde, avec plus de 16 % des émissions mondiales de GES [21, 24]. L'augmentation des émissions de GES depuis 1990 a été régulière (1,5 % par année, en moyenne), mais à partir de 2000, le rythme de croissance de ces émissions a considérablement ralenti, en hausse de 2 % seulement pour la période quinquennale 2000–2005. Ce ralentissement peut être associé à une inversion des tendances en matière d'émissions dans les secteurs industriels et dans le secteur des transports. En 2005, les émissions de GES par habitant s'élevaient 23,8 t éq.-CO<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> représentait cette année-là 85,6 % des émissions totales de GES aux États-Unis.

Les États-Unis sont le plus gros émetteur de CO<sub>2</sub> à l'échelle mondiale, totalisant 21 % des émissions mon-

3. PIB calculé aux prix actuels, aux parités de pouvoir d'achat (PPA) actuelles, en dollars américains (\$US) de 2005. OCDE. <<http://stats.oecd.org/Index.aspx?lang=fr>>. Consulté le 18 février 2011.

4. Les statistiques relatives à l'année 2006 sont utilisées dans la présente section, car aucune donnée précise n'était disponible pour 2005 dans le rapport *Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* [23].

5. PIB calculé aux prix actuels, aux PPA actuelles, en dollars américains (\$US) de 2005. OCDE. <<http://stats.oecd.org/Index.aspx?lang=fr>>. Consulté le 18 février 2011.



diales de CO<sub>2</sub> attribuables à l'utilisation de combustibles en 2005 [8].

Les activités liées à l'énergie étaient la principale source des émissions de GES de ce pays (86,7 % du total). Le secteur de la production d'électricité représentait 39,1 % des émissions de GES du secteur énergétique; ainsi, le tiers des émissions totales de GES des États-Unis était attribuable à la production d'électricité en 2005. Le secteur de la production d'électricité a été à l'origine de 39,3 % des émissions nationales de CO<sub>2</sub> [24]. Les émissions de CO<sub>2</sub> totalisaient 99,4 % des émissions de GES du secteur de la production d'électricité. En 2005, les émissions de CO<sub>2</sub> par habitant de ce même secteur s'établissaient à 8,01 t (voir la **figure 1.4**) et les émissions de CO<sub>2</sub> en fonction du PIB correspondaient à 191 g/\$US<sup>6</sup>.

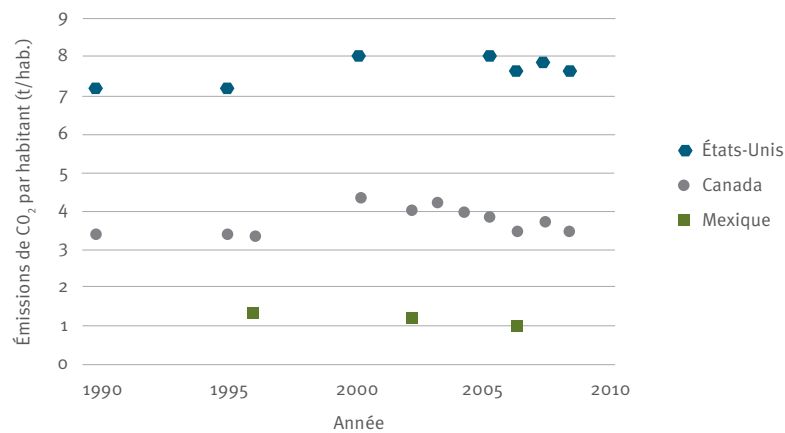
### 1.2.5 Autres répercussions

À la section 3.2, la **figure 3.1** indique que, selon le type de combustible utilisé, les centrales à combustibles fos-

siles peuvent émettre un certain nombre d'autres polluants en plus des GES. Ces polluants comprennent les principaux contaminants atmosphériques tels que les oxydes d'azote, le dioxyde de soufre, les particules et les métaux lourds; ils comprennent également d'autres polluants qui ne sont pas présentés dans cette figure tels que les composés organiques volatils, les composés organiques semi-volatils, les composés organiques condensables et certains composés halogénés. Ces polluants peuvent avoir une gamme variée de répercussions sur l'environnement et sur la santé humaine — notamment, la formation du smog, des précipitations acides et du brouillard régional et l'apparition de maladies respiratoires.

Le mercure, un métal lourd, est une substance toxique, biocumulative et persistante connue qui est présente à l'état naturel dans le charbon. Les rejets de mercure dans l'air sont associés à diverses conséquences importantes pour l'environnement et pour la santé humaine (décrites plus en détail à la section 3.3).

**Figure 1.4** Émissions de CO<sub>2</sub> par habitant imputables au secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord, 1990-2007



6. PIB calculé aux prix actuels, aux PPA actuelles, en dollars américains (\$US) de 2005. OCDE. <<http://stats.oecd.org/Index.aspx?lang=fr>>. Consulté le 18 février 2011.



**CFE** (Comisión Federal de Electricidad) **Departamento del Sistema Integral de Gestión**

**Objetivos del Sistema Integral de Gestión**

- 1. Mantener y mejorar la calidad de los servicios que ofrecemos a nuestros clientes.
- 2. Mantener y mejorar la seguridad de las instalaciones y el personal.
- 3. Mantener y mejorar el medio ambiente.
- 4. Mantener y mejorar la eficiencia de los recursos.
- 5. Mantener y mejorar la productividad.
- 6. Mantener y mejorar la competitividad.
- 7. Mantener y mejorar la innovación.
- 8. Mantener y mejorar la transparencia.
- 9. Mantener y mejorar la ética.
- 10. Mantener y mejorar la responsabilidad social.

**Política**

Definir los estándares de servicio eléctrico de la planta con el fin de garantizar la confiabilidad y la calidad de los servicios de la Comisión Federal de Electricidad, considerando el cumplimiento de los requisitos de los clientes y del medio ambiente.

**Compromiso al Cliente**

- 1. Responder y atender las dudas que surtan la necesidad de los clientes.
- 2. Brindar un servicio de alta calidad, oportuno y con recursos y personal.
- 3. Brindar un servicio de alta calidad.

**Atención:** cualquier comentario o queja de nuestros clientes llegará al gerente.

## 2. Données sur les émissions

### 2.1 Sources d'information

En général, les données sur les émissions sont recueillies par l'intermédiaire des inventaires nationaux des émissions; cependant, d'autres paramètres propres au secteur de la production d'électricité ne sont habituellement pas publiés dans ces inventaires et ont donc été tirés de diverses sources, depuis les ministères de l'Énergie et les organismes de statistique de chaque pays jusqu'à l'information publique fournie par les compagnies d'électricité. Pour certaines installations telles que les centrales de cogénération (où l'activité principale n'est pas d'alimenter le réseau électrique et, par conséquent, l'électricité n'est produite qu'à des fins d'auto-alimentation), les valeurs déclarées concernant la production d'électricité ne correspondent pas aux données déclarées sur les émissions. Les renseignements utilisés dans le présent rapport proviennent en totalité de sources d'information publiques. Le premier rapport de la présente série, portant sur l'année 2002, était limité par le peu de renseignements disponibles en provenance du Mexique et du Canada. La déclaration des émissions de polluants atmosphériques courants (appelés principaux contaminants atmosphériques au Canada) à l'Inventaire national des rejets de polluants du Canada est devenue obligatoire en 2002. Le premier inventaire national mexicain des émissions, appelé *Inventario Nacional de Emisiones de México* (INEM, Inventaire national des émissions du Mexique), portait sur l'année 1999, mais il n'existait aucune mise à jour pour 2002. Chaque pays a adopté ses propres mécanismes pour recueillir les données et ces mécanismes évoluent et s'améliorent constamment. Par conséquent, il y avait davantage de renseignements disponibles lors de l'établissement du présent rapport, ainsi que le montrent les sections suivantes.

#### 2.1.1 Canada

Dans le cadre de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) [25], Environnement Canada recueille

des données sur les rejets et les transferts de polluants, et compile et publie des sommaires des émissions ainsi que des descriptions des tendances en ce qui concerne les principaux polluants atmosphériques, à partir de données fournies par les établissements industriels, ainsi que des estimations des émissions pour d'autres sources. Des sommaires complets des émissions sont disponibles pour les polluants atmosphériques suivants: particules (totales,  $PM_{10}$  et  $PM_{2,5}$ ); dioxyde de soufre ( $SO_2$ ); oxydes d'azote (somme de NO et du  $NO_2$ ); composés organiques volatils (COV); monoxyde de carbone (CO). L'INRP contient également des données relatives à un certain nombre de substances toxiques, bioaccumulatives et persistantes et de métaux, dont le mercure.

Au Canada, les établissements industriels sont tenus de déclarer leurs émissions de principaux contaminants atmosphériques à l'INRP si les émissions d'un contaminant donné dépassent le seuil de déclaration prescrit. Les seuils de déclaration concernant les principaux contaminants atmosphériques ont été établis en 2002 et étaient toujours en vigueur en 2005; ils s'établissaient comme suit: 20 t (de rejets dans l'air) pour le CO, les  $NO_x$ , le  $SO_2$  et les particules totales; 10 t pour les COV; 0,5 t et 0,3 t pour les  $PM_{10}$  et les  $PM_{2,5}$ , respectivement. Il était prévu que ces exigences de déclaration viseraient 90 % de tous les établissements [26]. Le seuil pour le mercure et ses composés a été établi à 5 kg et s'applique non seulement aux émissions, mais aussi à la fabrication, au traitement et aux autres utilisations de cette substance.

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) ne sont pas incluses dans l'INRP. Des données sur les émissions de GES par chaque établissement sont recueillies dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) [27], qui a été institué en 2004 au Canada et qui exigeait des déclarations de tous les établissements émettant plus de 100 kt  $\text{eq.-CO}_2$  de GES par année (en 2009, le seuil de déclaration du PDGES a été abaissé à 50 kt  $\text{eq.-CO}_2$  [28]).

**Statistique Canada** est une autre importante source de renseignements. Cet organisme gouvernemental publie des rapports périodiques sur la production, le transport et la distribution de l'électricité qui contiennent des renseignements précieux sur les technologies adoptées, la puissance installée et la répartition géographique des centrales. Des valeurs provinciales et nationales totales concernant la production d'électricité, l'utilisation de combustibles et les émissions de gaz à effet de serre ont été tirées de l'un de ces rapports [29].

Des données sur la production annuelle d'électricité à l'échelon des centrales ont été obtenues pour plusieurs installations à partir des rapports annuels des sociétés mères, des rapports sur la performance environnementale et d'autres documents publics de ces sociétés (voir l'annexe pour de plus amples détails).

Il y a également au Canada de l'électricité produite par cogénération. Ainsi, de l'électricité peut être produite dans des installations qui ne se consacrent pas exclusivement à cette production. En 2005, de nombreuses installations tiraient parti des gains d'efficacité permis par des procédés tels que la production combinée de chaleur et d'électricité afin de répondre à leurs propres besoins et, même, de retourner leur électricité en surplus au réseau. Par conséquent, un certain nombre de producteurs d'électricité sont classés dans des catégories industrielles autres que le code de secteur industriel (code SCIAN) 221112, « Production d'électricité à partir de combustibles fossiles ». Toutefois, pour les besoins du présent rapport, seules les 189 installations classées sous ce code ont été prises en compte.

Les données annuelles relatives à la production d'électricité n'étaient pas publiées pour certaines centrales canadiennes. Dans ces cas, la production a été estimée à partir des émissions de CO<sub>2</sub> de la centrale, de la consommation de chaleur typique de la technologie adoptée et des données sur la production totale dans la province en question. L'annexe donne des précisions sur la méthodologie d'estimation et les sources de données.

En raison de la gamme variée des sources indépendantes d'information, il était prévu que chaque source pourrait produire des données différentes, ce qui a effectivement été le cas. Par exemple, certaines des installations transmettant des déclarations à l'INRP n'avaient pas déclaré d'émissions de gaz à effet de serre au PDGES, et vice versa; certaines des installations figurant dans la base de données de Statistique Canada ne transmettent de déclarations ni à l'INRP ni au PDGES. Néanmoins, avec les renseignements obtenus auprès

des sources susmentionnées, une base de données unifiée a été créée à l'aide des numéros d'identification des installations utilisés dans les bases de données du PDGES et de l'INRP.

Cette base de données comprend les paramètres suivants: code SCIAN, emplacement, combustibles et technologies utilisés, détails sur l'unité de production, puissance installée, émissions, production annuelle d'électricité et données sur la lutte contre la pollution.

### 2.1.2 Mexique

Les renseignements relatifs au Mexique contenus dans le présent chapitre ont été obtenus à partir de bases de données publiques et de rapports correspondant à l'année 2005, qui font partie de l'*Inventario Nacional de Emisiones de México* (INEM, Inventaire national des émissions du Mexique) de 2005. Les données sur les émissions au Mexique et les informations générales sur le réseau électrique mexicain ont été compilées à partir des sources suivantes:

#### ***Comisión Reguladora de Energía***

La *Comisión Reguladora de Energía* (CRE, Commission de réglementation de l'énergie) délivre aux producteurs d'électricité indépendants (PEI) et aux producteurs privés des autorisations de production d'électricité. Ces autorisations deviennent de l'information publique qui peut être consultée sur le site Web de la CRE. Les compagnies autorisées à produire de l'électricité doivent faire rapport de leurs émissions aux autorités compétentes.

Jusqu'à récemment, la production d'électricité était centralisée au Mexique; les producteurs d'électricité étaient rigoureusement régis par la CRE en 2005. Par conséquent, il a été possible de recueillir des renseignements sur tous les services d'électricité. Toutefois, dans la plupart des cas, les installations d'auto-alimentation et de cogénération n'ont fait rapport que de leurs émissions totales pour l'année 2005, sans donner de détails sur la proportion de ces émissions qui était attribuable à la production d'électricité.

Les renseignements disponibles sur ces centrales par l'intermédiaire de la CRE comprennent les suivants: capacité de production autorisée, production annuelle autorisée d'électricité, date d'entrée en activité, combustible principal et technologie principale.

Cependant, il n'existait pas de données sur la production réelle d'électricité ni sur la quantité de combustibles utilisée. Il n'a donc pas été possible de déterminer quelle partie des émissions de ces installations était attribuable aux activités de production d'électricité.

### **Secretaría de Energía**

Le *Secretaría de Energía* (Sener, ministère de l'Énergie) Sener compile et publie le bilan énergétique national. Le bilan énergétique a été utilisé pour vérifier la production totale selon le type de combustible et la répartition géographique. La description du réseau électrique mexicain a également été obtenue auprès du Sener [14].

### **Comisión Federal de Electricidad**

La *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité) nous a permis de vérifier le nombre d'installations en activité en 2005 et de déterminer s'il y avait des installations qui n'avaient pas fait rapport de leurs émissions cette année-là. En conséquence, les données relatives à 102 installations mexicaines sont incluses dans le présent rapport.

### **Rapport de la CCE**

La plupart des renseignements sur les émissions ont été tirés d'une base de données élaborée pour les besoins d'un rapport commandé par la CCE [30, 31] à l'appui de l'établissement de l'INEM. Dans ce rapport, les émissions produites par les centrales mexicaines étaient estimées à l'aide des coefficients d'émission de l'EPA des États-Unis (AP-42), ainsi que des renseignements fournis par les centrales dans leur *Cédula de Operación Anual* (COA, Certificat annuel d'exploitation) sur la consommation de combustibles, la production et d'autres caractéristiques de fonctionnement. Les COA sont des rapports présentés au *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales* (Semarnat, ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles) durant le premier tiers de l'année qui suit l'année de déclaration. Pour certains gaz à effet de serre, des coefficients d'émission établis par le Sener ont été utilisés [30, 31].

#### **2.1.3 États-Unis**

##### ***Emissions and Generation Resource Integrated Database***

Les données sur la pollution atmosphérique aux États-Unis pour le CO<sub>2</sub>, les NO<sub>x</sub>, le SO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub>, le N<sub>2</sub>O et le Hg ont été tirées de l'*Emissions and Generation Resource Integrated Database* (eGRID2007, Base de données intégrée sur les émissions et les ressources de production) de l'EPA. L'eGRID2007 est un vaste inventaire des caractéristiques environnementales de toutes les centrales électriques qui alimentent le réseau d'électricité et qui transmettent des données au gouvernement des États-Unis.

Les données de l'eGRID2007 sont recueillies auprès d'une gamme variée de sources fédérales, notamment divers rapports et bases de données compilées par l'*Envi-*

*ronmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement) tels que l'*Emissions Tracking System/Continuous Emissions Monitoring* (ETS/CEM, Système de suivi et de surveillance continue des émissions) et l'*Inventory of United States Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2005* (Inventaire des émissions et des puits de gaz à effet de serre aux États-Unis: 1990–2005); des rapports publiés par l'*Energy Information Administration* (EIA, Administration de l'information sur l'énergie) tels que l'*Annual Electric Generator Report, form EIA-860* (Rapport annuel des producteurs d'électricité, formulaire EIA-860) ainsi que des rapports mensuels publiés par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, Commission fédérale de réglementation de l'énergie) tels que le *Monthly Cost and Quality of Fuels for Electric Plants Report, FERC 423* (Rapport mensuel sur le coût et la qualité des combustibles des centrales électriques, FERC-423).

Les données opérationnelles sur les centrales tirées de la base de données de l'eGRID2007 pour les besoins du présent rapport comprennent les suivantes: la consommation annuelle de combustibles fossiles pour l'apport de chaleur, la production annuelle d'électricité, le facteur de capacité de production, la capacité nominale de production et le type de combustible fossile utilisé à la centrale (y compris la proportion relative des combustibles s'il y en a plusieurs). Les données sur la technologie de combustion (type de chaudière) et sur les techniques de lutte contre la pollution atmosphérique appliquées ont également été utilisées lorsqu'elles étaient disponibles.

Les 2 834 installations inscrites sous le code SCIAN 221112 dans l'eGRID ont été prises en compte dans le présent rapport, mais 105 d'entre elles avaient déclaré une production nette d'électricité nulle ou négative; par conséquent, au total, 2 728 centrales ont été incluses. Il convient de signaler que les 2 728 installations ont toutes déclaré des émissions de NO<sub>x</sub> et de CO<sub>2</sub>; toutefois, elles n'ont pas toutes signalé des émissions des autres polluants examinés dans le rapport.

##### ***National Emissions Inventory***

Les données sur les PM<sub>2,5</sub> et les PM<sub>10</sub> pour un certain nombre d'installations ont été obtenues du *National Emissions Inventory* (NEI, Inventaire national des émissions) de 2005; il s'agit d'un inventaire créé par l'*Emission Inventory and Analysis Group* (EIAG, Groupe des inventaires et des analyses des émissions) de l'EPA qui porte sur la totalité des polluants atmosphériques courants et des polluants atmosphériques dangereux dans toutes les régions des États-Unis. Les données sur les émissions de polluants atmosphériques courants sont recueillies

par chaque État pour le NEI selon les dispositions du *Consolidated Emissions Reporting Rule* (CERR, Règlement refondu sur la déclaration des émissions, 40 CFR Partie 51). L'EIAG a préparé les données sur les émissions des unités de production d'électricité pour 2005 en utilisant des données obtenues de l'EIA, laquelle relève du *Department of Energy* (ministère de l'Énergie), des données du système de suivi et de surveillance ETS/CEM de l'EPA et des données transmises par les organismes de lutte contre la pollution de l'air des États en vertu du CERR.

Le NEI inclut des données sur les émissions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub> pour 1 182 des installations comprises dans la base de données de l'eGRID; par conséquent, l'analyse subséquente n'est que partielle et ne peut pas être considérée comme entièrement représentative du secteur de la production d'électricité aux États-Unis. Toutefois, il importe de noter que ces installations représentaient 75% de la production totale d'électricité : 85% de cette électricité était produite à partir de charbon (celui-ci étant le combustible qui produit les plus importantes émissions brutes de PM); 51% l'était à partir de mazout; et 55% l'était à partir de gaz naturel.

## 2.2 Aperçu des données sur les émissions des centrales

### 2.2.1 Canada

Le **tableau 2.1** présente un résumé des renseignements obtenus, aux fins du rapport, sur les 189 centrales alimentées aux combustibles fossiles au Canada pour l'année 2005. Les données sur l'électricité produite n'étaient disponibles que pour 91 des 189 installations, comme indiqué dans la note au bas du tableau. Cependant, les 189 installations étaient toutes en exploitation en 2005, chaque centrale ayant déclaré des émissions d'au moins un des polluants étudiés dans le présent rapport.

En 2005, le facteur national moyen de capacité de production était estimé à 0,53. Il ne faut pas oublier qu'au Canada, les centrales alimentées aux combustibles fossiles sont souvent utilisées comme installations d'appoint ou pour fournir de l'électricité supplémentaire durant les périodes de pointe. Pour les besoins du rapport, la catégorie « autres combustibles » a été créée; elle représentait 2% de la production totale d'électricité étudiée dans le rapport et le principal combustible de cette catégorie était le diesel, surtout utilisé dans des moteurs à combustion interne (relativement) petits.

Selon Statistique Canada [9], la capacité de production totale des centrales thermiques, comprenant les

centrales à vapeur, à combustion interne et à turbine à combustion, dans le secteur des services d'électricité (privés et publics) s'élevait à 32 098 MW dans l'ensemble du Canada en 2005. Cette donnée laisse penser que la couverture du présent rapport correspond à environ 95% du total (**tableau 2.1**). Pour ce qui est de l'électricité produite par le même secteur, la valeur donnée par Statistique Canada [9] est de 135 643 GWh, ce qui est à toutes fins utiles identique à la valeur obtenue dans le rapport. La puissance installée des centrales pour lesquelles les renseignements publics ne permettent pas d'obtenir des données sur la production d'électricité ne représente que 3,7% de la puissance installée de toutes les centrales étudiées dans le rapport.

Les émissions totales de CO<sub>2</sub> des 70 centrales qui ont transmis des déclarations au PDGES pour l'année 2005 s'élevaient à 121 282 kt, et les renseignements trouvés dans des documents d'entreprise pour deux autres centrales n'ayant pas déclaré d'émissions au PDGES pour 2005 n'ont ajouté que 17 kt à ce total, alors que l'inventaire national signalait un total de 118 800 kt [22], ce qui représente une différence de 2%.

**Tableau 2.1** Résumé des renseignements sur le secteur canadien de la production d'électricité et ses émissions pour 2005

Installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles au Canada: résumé pour 2005		
Puissance installée	MW	N <sup>bre</sup> d'installations
<b>TOTAL</b>	<b>30 495</b>	<b>189</b>
Électricité produite	MWh	N <sup>bre</sup> d'installations*
Charbon	97 527 348	21
Mazout	9 251 151	6
Gaz naturel	25 691 285	41
Autres combustibles	3 219 253	23
<b>TOTAL</b>	<b>135 689 037</b>	<b>91</b>
Émissions	t (sauf Hg)	Installations déclarantes
SO <sub>2</sub>	516 695	38
NO <sub>x</sub>	229 658	160
Hg (kg)	2 079	25
PM <sub>10</sub>	13 448	161
PM <sub>2,5</sub>	7 208	166
CO <sub>2</sub>	121 299 282	72
CH <sub>4</sub>	2 465	58
N <sub>2</sub> O	3 501	58

\*Les données sur l'électricité produite n'étaient disponibles que pour 91 des 189 installations. Chiffres obtenus selon la méthodologie décrite à l'annexe, à partir des données tirées des références [25, 27, 29].

Parmi les 25 centrales (à code SCIAN 221112) qui ont déclaré des émissions de mercure (Hg) en 2005, 23 en avaient également déclaré en 2002. Dix de ces 23 centrales ont signalé des augmentations de leurs émissions de mercure en 2005 par rapport à 2002; 12 autres ont signalé des réductions et la dernière a déclaré le même volume d'émissions pour les deux années.

Des données sur les émissions de CH<sub>4</sub>, de N<sub>2</sub>O, de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub> n'étaient pas disponibles pour le rapport sur les émissions atmosphériques des centrales nord-américaines de 2004, mais sont incluses dans la présente édition pour constituer une base de référence aux fins des analyses futures.

**Tableau 2.2** Résumé des renseignements sur le secteur mexicain de la production d'électricité et ses émissions pour 2005 [32, 33]

Installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles au Mexique : résumé pour 2005		
Puissance installée	MW	N <sup>bre</sup> d'installations
<b>TOTAL</b>	<b>34 179</b>	<b>102</b>
Électricité produite		
	MWh	N <sup>bre</sup> d'installations
Charbon	32 629 166	3
Mazout	56 080 476	24
Gaz naturel	81 760 574	50
Autres combustibles	10 525 414	25
<b>TOTAL</b>	<b>180 995 630</b>	<b>102</b>
Émissions		
	t (sauf Hg)	Installations déclarantes
SO <sub>2</sub>	1 403 015	102
NO <sub>x</sub>	356 273	102
Hg (kg)	2 285	102
PM <sub>10</sub>	67 710	102
PM <sub>2,5</sub>	50 255	102
CO <sub>2</sub>	117 737 070	102
CH <sub>4</sub>	2 569	102
N <sub>2</sub> O	1 745	102

**Tableau 2.3** Capacité additionnelle de production d'électricité au Mexique, 2005 [34]

Type	Capacité de production autorisée (MW)	Production d'électricité autorisée (GWh/an)	N <sup>bre</sup> d'installations
Auto-alimentation	2 184	10 575	256
Cogénération	1 060	5 431	26
Exportation	1 330	11 251	4
Unités mobiles	120	s.o.	30

### 2.2.2 Mexique

Dans le présent rapport, 102 centrales du Mexique ont été incluses; 31 d'entre elles sont des PEI transmettant déjà des données sur leurs émissions dans leur COA. Le **tableau 2.2** présente un résumé des renseignements relatifs à ces centrales.

Outre les données présentées dans le **tableau 2.2**, le **tableau 2.3** montre qu'une capacité de production supplémentaire et une production d'électricité d'appoint étaient autorisées pour des centrales privées d'auto-alimentation, de cogénération et produisant de l'électricité à des fins d'exportation, et dont les émissions n'ont pas pu être estimées pour les besoins du rapport en raison de l'absence de données. De plus, la CFE était autorisée à exploiter certaines unités mobiles à l'égard desquelles il n'existait aucun renseignement additionnel.

### 2.2.3 États-Unis

En vue du présent rapport, les données relatives à un total de 2 834 centrales aux États-Unis ont été analysées; cependant, comme nous l'avons expliqué plus haut et comme le montre le **tableau 2.4** («total (non négatif)»), seules les données concernant 2 728 de ces installations ont été utilisées aux fins du rapport.

**Tableau 2.4** Résumé des renseignements sur le secteur américain de production d'électricité et ses émissions pour 2005

Installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles aux États-Unis : résumé pour 2005		
Puissance installée	MW	N <sup>bre</sup> d'installations
<b>TOTAL</b>	<b>847 439</b>	<b>2 834</b>
Électricité produite		
	MWh	N <sup>bre</sup> d'installations
Charbon	2 074 026 004	585
Mazout	95 891 083	77
Gaz naturel	728 270 837	1 363
Autres combustibles	69 322 899	703
<b>TOTAL NET</b>	<b>2 967 523 219</b>	<b>2 834</b>
<b>TOTAL (non-négatif)</b>	<b>2 967 510 824</b>	<b>2 728</b>
Émissions		
	t (sauf Hg)	Installations déclarantes
SO <sub>2</sub>	9 611 608	2 724
NO <sub>x</sub>	3 489 075	2 728
Hg (kg)	49 133	632
CO <sub>2</sub>	2 419 514 935	2 728
CH <sub>4</sub>	33 591	2 718
N <sub>2</sub> O	35 428	2 718

Totaux obtenus à partir des données de l'eGRID2007 [36] sauf pour le Hg, dans le cas duquel les données sur 430 installations proviennent de l'eGRID2007 et celles sur 202 installations proviennent du NEI [37].

Le **tableau 2.4** présente un résumé des renseignements recueillis à l'égard de ces centrales, ce qui semble concorder avec les valeurs publiées. La capacité de production est de 1 % supérieure à la valeur indiquée dans le rapport annuel sur le secteur de l'électricité pour 2005 [35]. D'autre part, la production nette totale d'électricité à partir de combustibles fossiles dépasse de 2 % la valeur indiquée.

Les renseignements figurant au **tableau 2.4** ont surtout été tirés de la base de données de l'eGRID2007 [36], qui ne comprend pas de données sur les émissions de particules. Le **tableau 2.5** présente un résumé des renseignements relatifs aux émissions de particules, principalement tirés du NEI de 2005 [37].

Toutes les centrales prises en compte dans le **tableau 2.5** sont également incluses dans le **tableau 2.4**; cependant, certaines des centrales comprises dans la base de données de l'eGRID2007 ne sont pas tenues de déclarer leurs émissions de particules au NEI. Il y a des

différences entre les bases de données du NEI et de l'eGRID2007 sur le plan de la production d'électricité et de l'utilisation de combustibles. Pour des raisons d'uniformité, nous avons accordé la préférence aux données de l'eGRID2007 plutôt qu'à celles du NEI, sauf dans les cas où l'information requise n'était pas incluse dans la base de données de l'eGRID2007. Par conséquent, les renseignements disponibles sur les émissions de particules ne sont pas représentatifs de l'ensemble du secteur de l'électricité aux États-Unis, car ils ne portent que sur environ 43 % des centrales incluses dans le **tableau 2.4**, 71 % de la puissance installée et 75 % de la production globale d'électricité.

Comme on peut l'observer au **tableau 2.5**, les centrales au charbon ont été à l'origine d'environ 95 % des émissions de particules déclarées par l'ensemble du secteur de la production d'électricité. Des détails à cet égard sont donnés à la section 2.3.

**Tableau 2.5** Résumé des émissions de particules du secteur de la production d'électricité aux États-Unis en 2005

Émissions de particules par les centrales aux combustibles fossiles aux États-Unis : résumé pour 2005		
Émissions de PM <sub>10</sub>	t	N <sup>bre</sup> d'installations
Charbon	487 004	393
Mazout	7 898	40
Gaz naturel	15 810	572
Autres combustibles	3 444	177
<b>TOTAL</b>	<b>514 156</b>	<b>1 182</b>

Émissions de PM <sub>2,5</sub>	t	N <sup>bre</sup> d'installations
Charbon	398 017	393
Mazout	6 779	40
Gaz naturel	14 329	572
Autres combustibles	2 751	177
<b>TOTAL</b>	<b>421 877</b>	<b>1 182</b>

Totaux obtenus à partir de données tirées du NEI [37].

#### 2.2.4 Émissions des centrales nord-américaines par habitant

Le **tableau 2.6** présente sous forme sommaire les émissions par habitant des centrales nord-américaines étudiées dans le rapport. Ces valeurs ont été calculées à partir d'un nombre total d'habitants (pour l'année 2005) de 32,31 millions, 104,87 millions et 300,00 millions pour le Canada [38], le Mexique [39] et les États-Unis [24], respectivement. Les données révèlent des différences importantes – les États-Unis affichant des taux élevés d'émissions par habitant par rapport au Canada et au Mexique pour ce qui concerne les polluants comme le mercure. Ces valeurs reflètent le nombre d'installations ainsi que la combinaison des technologies et des combustibles utilisés. Il faut également souligner que pour certains polluants, comme le CO<sub>2</sub>, en moyenne, les installations américaines produisaient moins d'émissions par unité d'électricité produite que les installations au Canada et au Mexique (voir section 2.3.5).

**Tableau 2.6** Résumé des émissions par habitant du secteur nord-américain de la production d'électricité en 2005

Polluant	Unité	Canada	Mexique	États-Unis	Am. du Nord
SO <sub>2</sub>	kg/hab.	16,0	13,4	32,0	26,4
NO <sub>x</sub>	kg/hab.	7,1	3,4	11,6	9,3
Hg	mg/hab.	64,3	21,8	163,8	122,4
PM <sub>10</sub>	kg/hab.	0,42	0,65	1,71	1,4
PM <sub>2,5</sub>	kg/hab.	0,22	0,48	1,41	1,1
CO <sub>2</sub>	t/hab.	3,75	1,12	8,07	6,1
CH <sub>4</sub>	kg/hab.	0,08	0,02	0,11	0,09
N <sub>2</sub> O	kg/hab.	0,11	0,02	0,12	0,1



**Tableau 2.7** Émissions de SO<sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	67 947	3,82	Charbon
2	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6 066 671	49 296	8,13	Charbon
3	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nouvelle-Écosse	4 653 774	40 805	8,77	Charbon
4	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	39 347	10,64	Charbon
5	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 892 719	39 187	6,65	Charbon
6	Trenton Generating Station, Nova Scotia Power	Nouvelle-Écosse	2 095 581	37 809	18,04	Charbon
7	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	30 532	2,02	Charbon
8	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9 532 953	29 343	3,08	Charbon
9	Grand Lake, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	274 085	23 236	84,78	Charbon
10	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	22 961	4,52	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>70 186 579*</b>	<b>380 463</b>		
<b>Total, 38 centrales</b>			<b>116 420 983*</b>	<b>516 694</b>		

\*Des données sur la production d'électricité n'étaient pas publiquement disponibles pour 4 des 38 centrales canadiennes. Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.

Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

## 2.3 Données détaillées sur les émissions

### 2.3.1 Émissions de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>)

Les émissions de SO<sub>2</sub> engendrées par la production d'électricité à partir de combustibles fossiles dans chaque pays sont présentées sous forme sommaire aux **tableaux 2.7 à 2.9**, de concert avec d'autres paramètres tels que la production d'électricité, les taux d'émission et le type de combustible. Les types de combustibles ont été classés dans les catégories suivantes : charbon, mazout lourd, gaz naturel et « autres combustibles » (cette dernière catégorie comprend des combustibles tels que les gaz de pétrole liquéfiés, le diesel et le coke). Dans les tableaux, les données sont classées selon l'importance des émissions de SO<sub>2</sub>.

Au Canada, seules 38 centrales (sur un total de 189) ont déclaré des émissions de SO<sub>2</sub> à l'INRP; 17 de ces installations ont été à l'origine de 90 % des émissions totales de SO<sub>2</sub> signalées par les centrales canadiennes pour 2005. Chacune d'entre elles a émis plus de 9 000 t de SO<sub>2</sub>. Les émissions des cinq centrales arrivant en tête pour l'importance des émissions déclarées de SO<sub>2</sub> se situaient entre

39 000 et 68 000 t de SO<sub>2</sub>; il s'agissait dans tous les cas de centrales au charbon, dont les taux d'émission variaient de 3,8 à 10,6 kg/MWh. Deux de ces cinq centrales se trouvent en Saskatchewan et les trois autres sont respectivement situées dans les provinces suivantes : Ontario, Nouvelle-Écosse et Alberta. Les installations occupant les dix premiers rangs, classées selon le volume des émissions de SO<sub>2</sub>, ont été à l'origine de 74 % des émissions totales de SO<sub>2</sub> des 38 centrales canadiennes à l'égard desquelles des données étaient disponibles pour l'année 2005 (**tableau 2.7**).

Une comparaison centrale par centrale des émissions de SO<sub>2</sub> par les centrales canadiennes en 2002 [1] et en 2005 indique que cinq installations ont été à elles seules à l'origine de la diminution des émissions totales de SO<sub>2</sub> entre ces deux années-là. Par exemple, l'une des centrales, Coleson Cove, a fait l'objet de travaux considérables de remise à neuf de telle sorte que les gaz de combustion de toutes les unités soient acheminés vers un épurateur pour désulfuration, ce qui a permis d'obtenir une réduction de 77 % des taux d'émission de SO<sub>2</sub> [40]. Simultanément, les taux d'émission de NO<sub>x</sub> ont été réduits de 70 % grâce à des modifications apportées à la chaudière.

**Tableau 2.8** Émissions de SO<sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	CFE CT Pdte, Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	190 123	18,025	Mazout
2	CFE CT Gral, Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	175 279	19,955	Mazout
3	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	132 374	15,142	Mazout
4	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	115 763	12,371	Charbon
5	CFE CT Pdte, Plutarco Elías Calles (Petacalco)	Guerrero	14 275 114	114 818	8,043	Charbon
6	CFE CT Carbón II	Coahuila	8 996 793	103 319	11,484	Charbon
7	CFE CT Altamira	Tamaulipas	3 776 214	69 479	18,399	Mazout
8	CFE CT José Aceves Pozos	Sinaloa	3 693 831	65 434	17,715	Mazout
9	CFE CT Villa de Reyes	San Luis Potosí	3 243 039	65 205	20,106	Mazout
10	CFE CT Puerto Libertad	Sonora	3 517 521	62 713	17,829	Mazout
Total, 10 centrales de tête			74 933 133	1 094 507		
Total, 102 centrales			180 995 630	1 403 015		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

Au Mexique, de façon analogue à ce qui se passe au Canada, les centrales se classant aux 19 premiers rangs pour l'importance des émissions de SO<sub>2</sub>, sur un total de 102, ont été à l'origine de 95 % de toutes les émissions de SO<sub>2</sub> causées par la production d'électricité à partir de combustibles fossiles dans ce pays. Les émissions des centrales occupant les cinq premiers rangs se situaient entre 114 000 et un peu plus de 190 000 t de SO<sub>2</sub>. Trois d'entre elles sont alimentées au mazout et les deux autres, au charbon. Leurs taux d'émission variaient de 8 à 20 kg/MWh, ce qui indique peut-être un manque de mesures antipollution à l'égard de ce polluant au Mexique.

Les installations occupant les dix premiers rangs, classées selon les émissions de SO<sub>2</sub>, ont été à l'origine de 78 % des émissions totales de SO<sub>2</sub> des 102 centrales mexicaines en 2005 (**tableau 2.8**). Il est à noter que les données relatives au Mexique sont basées sur des estimations faites uniquement à partir des coefficients d'émission; toutefois, ces estimations du SO<sub>2</sub> sont étayées par des calculs de bilan massique et énergétique.

Aux États-Unis, il y avait des données sur les émissions de SO<sub>2</sub> de 2 724 centrales sur un total de 2 728; de ce nombre, 263 installations ont été à l'origine de 90 % des émissions totales de SO<sub>2</sub> attribuables à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les émissions de ces 263 installations se situaient entre 9 000 et 170 000 t de SO<sub>2</sub> en 2005. Les taux d'émission

de plus de 82,5 % de ces 263 centrales étaient inférieures à 10 kg/MWh, mais certaines valeurs aussi élevées que 100 kg/MWh ont été constatées — par exemple, pour la centrale LaFarge Alpena, au Michigan. Le taux d'émission de 15 kg/MWh a été dépassé dans 15 centrales seulement. Les 263 centrales étaient toutes alimentées au charbon, sauf 15; une installation était alimentée au gaz naturel et les 14 autres, au mazout.

Les installations occupant les dix premiers rangs, classées selon l'importance des émissions de SO<sub>2</sub>, ont été à l'origine de 13 % de toutes les émissions de SO<sub>2</sub> des 2 724 centrales aux États-Unis en 2005 (**tableau 2.9**).

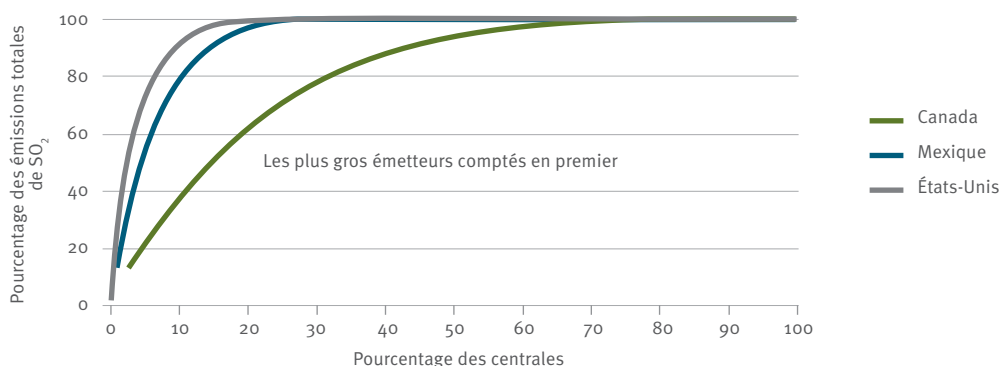
En termes relatifs, la **figure 2.1** illustre l'apport respectif aux émissions de SO<sub>2</sub> de toutes les centrales étudiées dans le rapport, du plus gros émetteur au plus petit émetteur. Le nombre de centrales est représenté en tant que pourcentage du nombre total de centrales dans chaque pays. Il ne faut pas oublier que les émissions des centrales dépendent des combustibles utilisés et des technologies adoptées, et que le nombre total de centrales varie énormément d'un pays à l'autre. Dans un graphique de ce genre, une ligne droite représenterait un apport égal de toutes les centrales. On peut voir que 10 % de toutes les centrales aux États-Unis ont été à elles seules à l'origine d'environ 90 % des émissions totales de SO<sub>2</sub>; les proportions correspondantes sont de 15 % environ pour le Mexique et de 45 % pour le Canada.

**Tableau 2.9** Émissions de SO<sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	SO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de SO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Bowen	Géorgie	22 337 864	169 167	7,573	Charbon
2	Keystone	Pennsylvanie	13 488 615	162 179	12,023	Charbon
3	Gibson	Indiana	22 442 805	139 922	6,235	Charbon
4	Hatfields Ferry Power Station	Pennsylvanie	8 672 997	132 108	15,232	Charbon
5	Muskingum River	Ohio	7 403 428	122 075	16,489	Charbon
6	Homer City Station	Pennsylvanie	13 599 227	119 771	8,807	Charbon
7	EC Gaston	Alabama	11 273 347	115 812	10,273	Charbon
8	PPL Montour	Pennsylvanie	10 399 362	115 754	11,131	Charbon
9	Cardinal	Ohio	11 372 176	105 097	9,242	Charbon
10	John E Amos	Virginie-Occidentale	18 887 395	101 980	5,399	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>139 877 216</b>	<b>1 283 865</b>		
<b>Total, 2 724 centrales</b>			<b>2 967 468 884</b>	<b>9 611 608</b>		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centraleselectricques](http://www.cec.org/centraleselectricques)>.

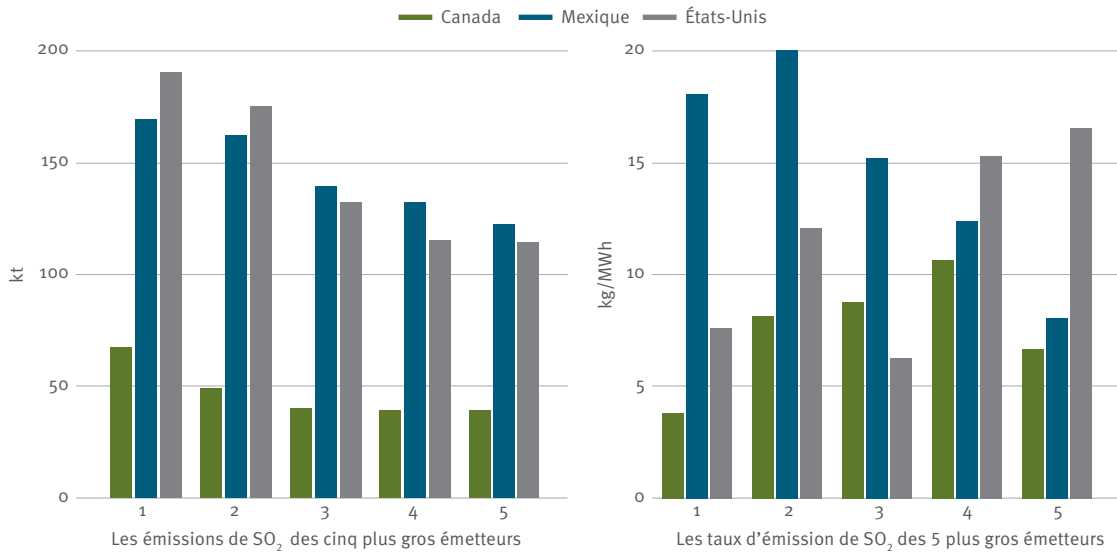
**Figure 2.1** Apport des installations individuelles aux émissions de SO<sub>2</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis



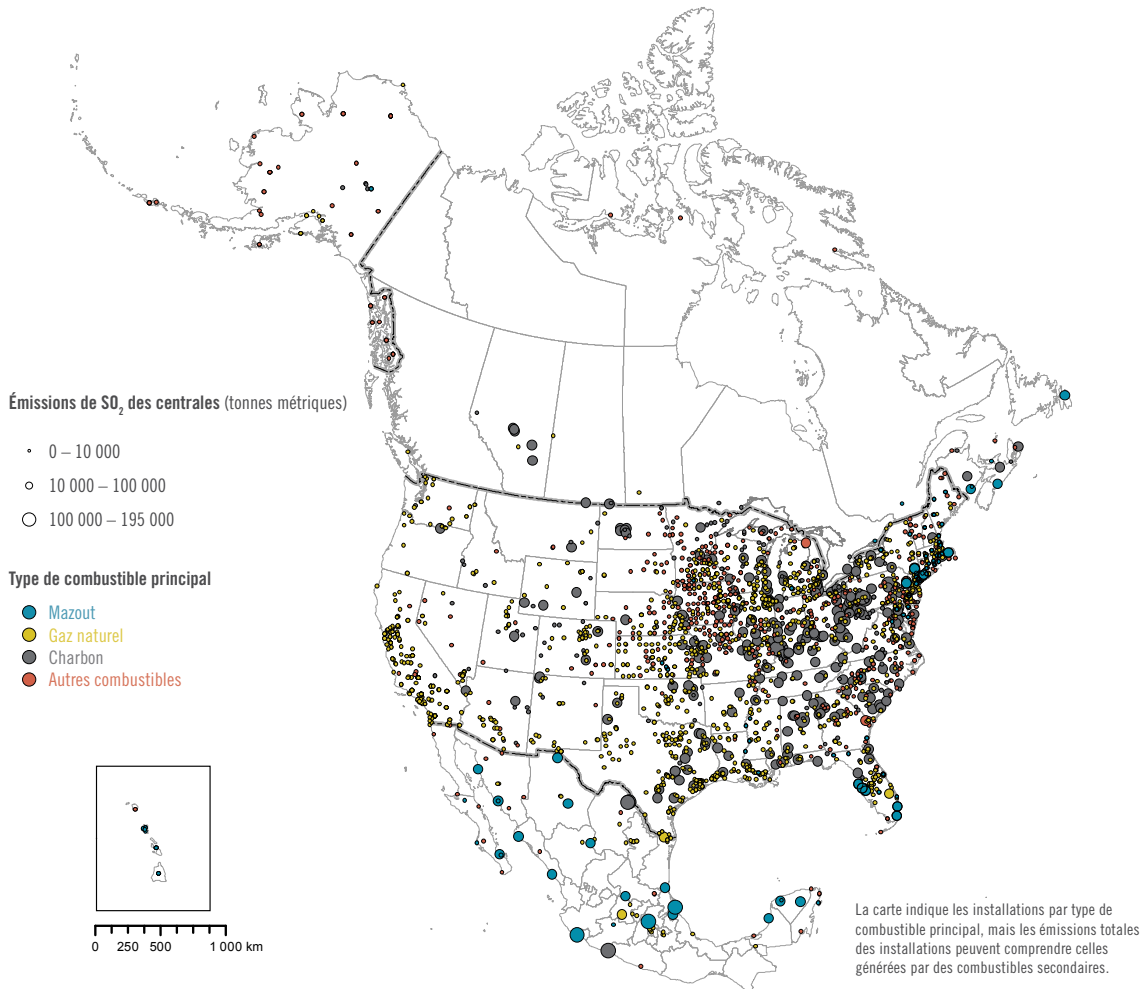
Le taux d'émission est un moyen simple d'évaluer la performance environnementale globale d'une centrale. Un faible taux d'émission indique une meilleure performance environnementale. Le taux d'émission dépend d'un grand nombre de facteurs, notamment le combustible, la technologie de combustion, la technologie de production d'électricité et la technologie anti-pollution. En général, les taux d'émission des centrales au gaz naturel sont plus faibles que ceux des centrales au mazout, lesquelles ont un taux plus faible que celui des centrales au charbon, mais les installations pourvues de technologies de pointe de nettoyage du charbon et de désulfuration des gaz de combustion ont des taux d'émission de SO<sub>2</sub> plus bas que certaines centrales

au gaz naturel. La Cedar Bay Generating Plant, en Floride, est un exemple de centrale alimentée au charbon qui a adopté une technologie remarquable de captage du soufre; son taux d'émission est le plus bas aux États-Unis dans la catégorie des centrales au charbon (0,676 kg/MWh). On y utilise trois chaudières à lit fluidisé où la quasi-totalité du soufre présent dans le combustible est piégée. Dans la base de données de l'eGRID, il y avait six centrales dont les données produisaient des taux d'émission extrêmement élevés (jusqu'à plus de 100 000 kg/MWh), ce qui est manifestement impossible. Dans le cas du Mexique, si l'on exclut les centrales au gaz naturel dont les émissions de SO<sub>2</sub> sont faibles en soi, à cause de la faible teneur en soufre des combus-

**Figure 2.2** Émissions de SO<sub>2</sub> des cinq plus gros émetteurs parmi les centrales de chaque pays



**Figure 2.3** Répartition des sources d'émission de SO<sub>2</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005



tibles, les taux d'émission sont systématiquement élevés, leur valeur moyenne étant de 16,9 kg/MWh et les valeurs individuelles allant jusqu'à 26,5 kg/MWh.

La **figure 2.2** indique les émissions des cinq centrales émettant le plus de SO<sub>2</sub> dans chaque pays (histogramme situé à gauche), ainsi que leur taux d'émission respectif (histogramme situé à droite). On constate que les émissions de SO<sub>2</sub> des cinq plus gros émetteurs étaient très semblables au Mexique et aux États-Unis et étaient considérablement plus élevées que celles des cinq plus gros émetteurs au Canada. Cependant, les trois plus gros émetteurs au Mexique avaient des taux d'émissions considérablement plus élevés que les trois plus gros émetteurs au Canada et aux États-Unis.

La répartition géographique des émissions de SO<sub>2</sub> provenant des centrales étudiées dans le présent rapport est illustrée à la **figure 2.3**. Dans cette figure, la grosseur des points correspond à l'ampleur des émissions et la couleur indique le type de combustible principal utilisé.

Au Canada, les sources d'émission de SO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité sont très localisées. Les plus importantes, dont les émissions varient de 10 000 à 100 000 t/an, sont cinq centrales au charbon situées en Alberta,

une autre centrale au charbon au Nouveau-Brunswick, une autre en Nouvelle-Écosse, une autre à l'île du Prince-Édouard, et une centrale au mazout dans chacune des trois provinces suivantes : Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador.

Au Mexique, il y a six sources importantes de SO<sub>2</sub>; trois d'entre elles sont des centrales au mazout et les trois autres, des centrales au charbon. Leurs émissions se situent entre 100 000 et 195 000 t/an. Des sources d'émission de SO<sub>2</sub> de l'ordre de 10 000 à 100 000 t/an sont disséminées sur l'ensemble du territoire national; la plupart sont des centrales au mazout, mais deux installations utilisent d'autres combustibles.

Un très grand nombre de centrales émettant du SO<sub>2</sub> sont situées dans l'Est des États-Unis; on observe également une concentration notable en Californie. Dans les régions Nord-Est et Sud-Est du pays, les centrales au mazout produisent des émissions de SO<sub>2</sub> se situant généralement entre 10 000 et 100 000 t/an. Par ailleurs, les centrales au charbon qui émettent des quantités de SO<sub>2</sub> pouvant même atteindre 195 000 t/an sont plus répandues dans toute la partie Est des États-Unis; on en trouve également quelques-unes dans la partie centrale du pays.

**Tableau 2.10** Émissions de NO<sub>x</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Taux d'émission de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	25 787	1,7	Charbon
2	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	23 171	1,3	Charbon
3	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6 066 671	18 174	3,0	Charbon
4	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nouvelle-Écosse	4 653 774	15 888	3,4	Charbon
5	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9 301 772	13 635	1,5	Charbon
6	Keephills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5 762 554	11 008	1,9	Charbon
7	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	10 748	2,9	Charbon
8	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 892 719	10 287	1,7	Charbon
9	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	9 926	2,0	Charbon
10	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9 532 953	8 991	0,9	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>82 881 240*</b>	<b>147 615</b>		
<b>Total, 160 centrales</b>			<b>133 166 407</b>	<b>229 658</b>		

\* Des données sur la production d'électricité n'étaient pas publiquement disponibles pour 78 des 160 centrales canadiennes.

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.

Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

**Tableau 2.11** Émissions de NO<sub>x</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Taux d'émission de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	55 871	5,971	Charbon
2	CFE CT Carbón II	Coahuila	8 996 793	49 915	5,548	Charbon
3	CFE CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	Guerrero	14 275 114	24 024	1,683	Charbon
4	CFE CT Pdte. Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	14 983	1,421	Mazout
5	CFE CT Graf. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	13 808	1,572	Mazout
6	CFE CD General Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	488 572	12 733	26,061	Mazout
7	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	10 973	1,255	Mazout
8	Iberdrola Energía Monterrey	Nuevo León	6 200 268	9 077	1,464	Gaz naturel
9	Iberdrola Energía Altamira	Tamaulipas	6 654 124	9 052	1,360	Autres combustibles
10	Fuerza y Energía de Tuxpan	Veracruz	5 463 761	7 271	1,331	Gaz naturel
Total, 10 centrales de tête			79 509 254	207 708		
Total, 102 centrales			180 995 630	356 273		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Tableau 2.12** Émissions de NO<sub>x</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	NO <sub>x</sub> (t)	Taux d'émission de NO <sub>x</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Four Corners	Nouveau-Mexique	15 616 040	37 870	2,425	Charbon
2	Crystal River	Floride	22 237 071	35 158	1,581	Charbon
3	General James M Gavin	Ohio	19 142 304	35 112	1,834	Charbon
4	Colstrip	Montana	16 240 783	33 470	2,061	Charbon
5	Paradise	Kentucky	13 974 043	32 549	2,329	Charbon
6	Monroe	Michigan	18 710 600	32 113	1,716	Charbon
7	John E Amos	Virginie-Occidentale	18 887 395	31 407	1,663	Charbon
8	Navajo	Arizona	17 030 674	30 138	1,770	Charbon
9	Jeffrey Energy Center	Kansas	15 145 728	29 552	1,951	Charbon
10	New Madrid	Missouri	7 000 958	29 248	4,178	Charbon
Total, 10 centrales de tête			63 985 596	326 617		
Total, 2 728 centrales			2 967 510 824	3 489 075		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

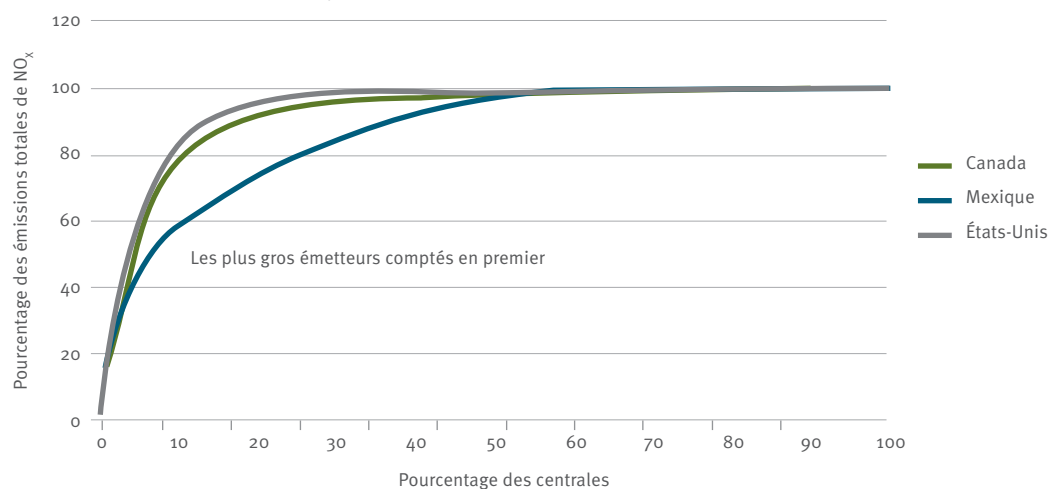
### 2.3.2 Émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)

Les émissions de NO<sub>x</sub> causées par la production d'électricité à partir de combustibles fossiles dans les trois pays sont résumées aux **tableaux 2.10 à 2.12** (les tableaux complets peuvent être consultés en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>). Dans ces tableaux, les données sont classées selon l'importance des émissions de NO<sub>x</sub>; d'autres paramètres tels

que la production d'électricité, les taux d'émission et les types de combustible sont également inclus.

Au Canada, 160 centrales (sur un total de 189) ont déclaré des émissions de NO<sub>x</sub> à l'INRP; 27 d'entre elles ont été à l'origine de 90 % des émissions totales de NO<sub>x</sub> signalées par les centrales canadiennes pour 2005. Ces 27 installations réunies ont émis environ 207 000 t de NO<sub>x</sub>. Les émissions des centrales occupant les cinq premiers

**Figure 2.4** Apport des installations individuelles aux émissions de NO<sub>x</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis



rangs pour l'importance des volumes de NO<sub>x</sub> déclarés se situaient entre 13 600 et 26 000 t de NO<sub>x</sub>, avec des taux d'émission allant de 1,5 à 4,0 kg/MWh; dans tous les cas, il s'agissait de centrales alimentées au charbon. Deux de ces cinq installations se trouvent en Alberta; les trois autres sont respectivement situées dans les provinces de l'Ontario, de la Saskatchewan et de la Nouvelle-Écosse. Les centrales se classant aux dix premiers rangs quant à l'importance des émissions de NO<sub>x</sub> ont été à l'origine de 64% des émissions de NO<sub>x</sub> des 160 centrales canadiennes (**tableau 2.10**). Il est à noter que des données sur la production d'électricité n'étaient pas publiquement disponibles pour près de la moitié des centrales.

Au Mexique, les émissions totales de NO<sub>x</sub> provenant des 102 centrales étudiées s'élevaient à près de 360 000 t; les installations occupant les cinq premiers rangs au chapitre des émissions (trois centrales au charbon et deux centrales au mazout) ont été à l'origine de 44,5% de ce total. Les émissions se situaient entre 13 800 et 56 000 t et les taux d'émission variaient de 1,4 à 6,0 kg/MWh. Les données présentées sur les taux d'émission de NO<sub>x</sub> au Mexique doivent être considérées avec prudence, car elles ont été calculées à partir des coefficients d'émission AP-42 de l'EPA et ne constituent pas des valeurs mesurées ou échantillonnées. Les installations se classant aux dix premiers rangs pour l'importance des émissions de NO<sub>x</sub> ont été à l'origine de 58% des émissions totales de NO<sub>x</sub> des 102 centrales mexicaines en 2005 (**tableau 2.11**).

Aux États-Unis, les 2 728 centrales étudiées ont émis au total près de 3 500 000 t de NO<sub>x</sub>. De ce nombre, 364 centrales ont été à l'origine de 90% des émissions

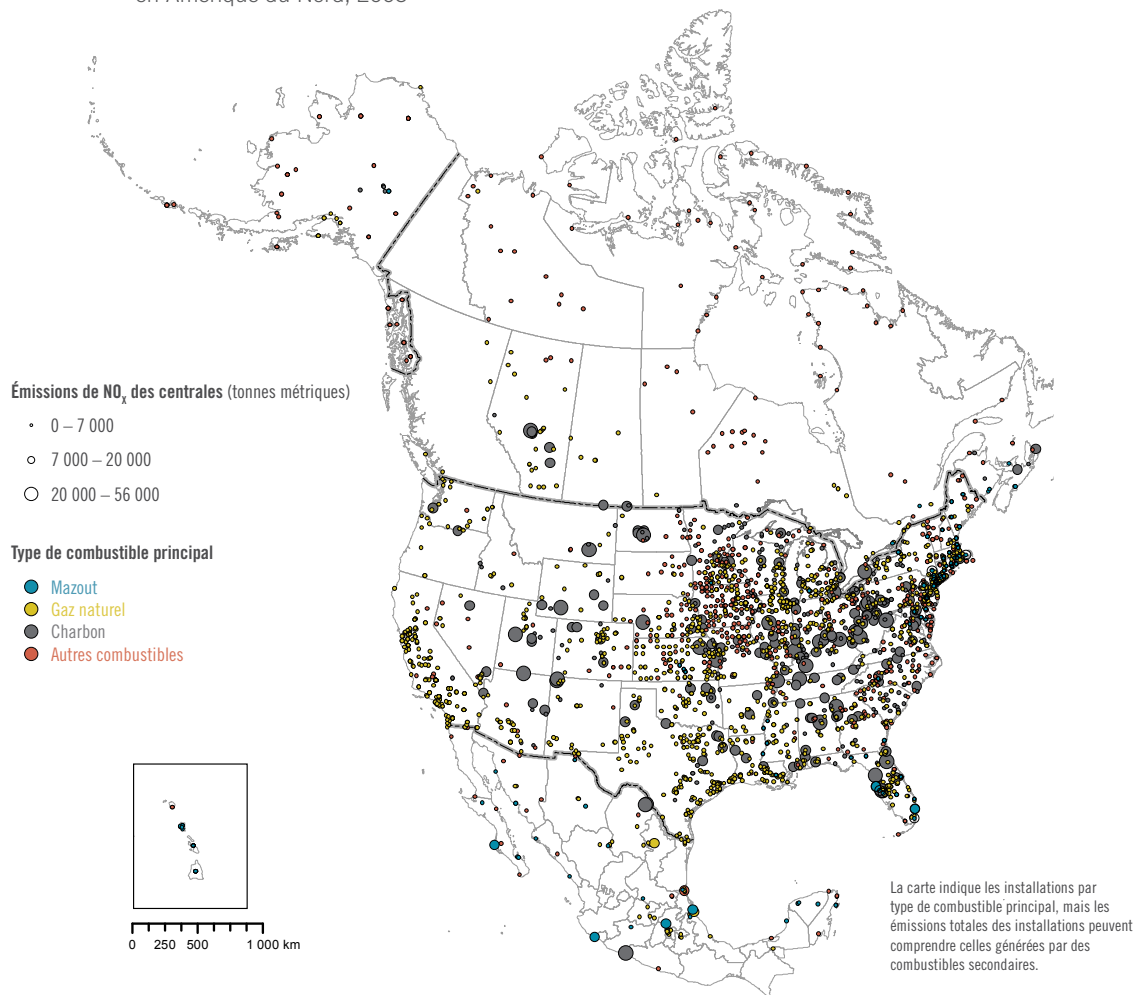
totales, les émissions de chaque centrale allant de 2 000 à 37 870 t. Environ 97% de ces 364 centrales avaient des taux d'émission inférieurs à 10 kg/MWh; la valeur la plus élevée était de 17,28 kg/MWh. Le type de combustible utilisé par ces 364 centrales se répartissait ainsi: charbon: 95,5%; mazout: 3,2%; gaz naturel: 1,3%.

Le **tableau 2.12** présente les installations américaines se classant aux dix premiers rangs pour l'importance des émissions de NO<sub>x</sub>; ensemble, elles représentaient 9% des émissions totales de NO<sub>x</sub> des 2 728 centrales américaines en 2005.

La **figure 2.4** illustre l'apport respectif aux émissions de NO<sub>x</sub> de toutes les centrales dans chaque pays. On observe qu'aux États-Unis et au Canada, 10% du nombre total de centrales (246 aux États-Unis et 17 au Canada) ont été à l'origine d'environ 80% des émissions nationales totales de NO<sub>x</sub>. Au Mexique, 26 centrales (environ 25% des installations) ont été à l'origine d'un pourcentage analogue des émissions de NO<sub>x</sub> attribuables aux centrales mexicaines alimentées aux combustibles fossiles. Les émissions de ces centrales s'élevaient à 286 339 t au Mexique, à 184 626 t au Canada et à 2 791 896 t aux États-Unis.

La répartition géographique des sources de NO<sub>x</sub> étudiées dans le rapport est illustrée à la **figure 2.5** (page suivante). La grosseur des points correspond à l'ampleur des émissions et la couleur indique le type de combustible principal utilisé. Au Canada, la plus importante source de NO<sub>x</sub> est une centrale au charbon de l'Alberta. Il y a d'autres importantes sources dans cette province, qui sont également des centrales au charbon, émettant entre 7 000 et 20 000 t de NO<sub>x</sub> par année. En outre, il y a deux cen-

**Figure 2.5** Répartition des sources d'émission de NO<sub>x</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005



trales au charbon en Nouvelle-Écosse dont les émissions sont du même ordre. On observe des sources dispersées, consistant principalement en des centrales au diesel et au gaz naturel, sur l'ensemble du territoire national.

Au Mexique, les principales sources de NO<sub>x</sub> sont les centrales au charbon; deux d'entre elles sont situées dans l'État de Coahuila, près de la frontière américano-mexicaine, et une autre se trouve dans l'État de Guerrero, sur la côte du Pacifique. Quatre autres importantes sources de NO<sub>x</sub>, dont les émissions vont de 10 à 100 kt/an, sont des centrales au mazout respectivement situées dans les États de Baja California Sur, Colima, Guanajuato et Veracruz.

La plus forte concentration de sources de NO<sub>x</sub> aux États-Unis se trouve dans les régions du Centre et de l'Est du pays; on observe également des concentrations importantes en Californie. Il y a également des « points

chauds » correspondant à des émissions de NO<sub>x</sub> de l'ordre de 20 000 à 56 000 t/an des centrales au charbon dans les États de l'Arizona, de l'Utah, du Wyoming et du Montana.

### 2.3.3 Émissions de mercure (Hg)

Les émissions de mercure imputables à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles au Canada, au Mexique et aux États-Unis sont résumées aux **tableaux 2.13, 2.14 et 2.15**, respectivement (les tableaux complets peuvent être consultés en ligne à l'adresse: <[www.ccc.org/centraleselectricques](http://www.ccc.org/centraleselectricques)>).

Pour l'année 2005, au Canada, seules 25 des 189 centrales ont déclaré des émissions de Hg, totalisant 2 079 kg, et 13 de ces centrales ont été à l'origine de 90% de toutes ces émissions. Vingt des vingt-cinq installations déclarantes étaient des centrales alimentées



**Tableau 2.13** Émissions de Hg au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	Hg (kg)	Taux d'émission de Hg (kg/GWh)	Combustible principal
1	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	318	0,021	Charbon
2	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	281	0,076	Charbon
3	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6 066 671	281	0,046	Charbon
4	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9 301 772	194	0,021	Charbon
5	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	156	0,009	Charbon
6	Kepphills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5 762 554	110	0,019	Charbon
7	Battle River Generating, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	105	0,021	Charbon
8	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 892 719	95	0,016	Charbon
9	Grand Lake, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	274 085	88	0,323	Charbon
10	Shand Power Station, SaskPower	Saskatchewan	1 664 600	86	0,052	Charbon
Total, 10 centrales de tête			70 633 197	1 714		
Total, 25 centrales			105 015 358	2 079		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

au charbon. Selon l'INRP [41], la production d'électricité à partir de charbon était la plus importante source anthropique restante d'émissions de mercure au Canada en 2005. En conséquence, le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) a convenu d'établir des standards pancanadiens (SP) relatifs aux émissions de mercure des centrales électriques au charbon afin de réduire les émissions des centrales existantes (captage de 60 % du mercure provenant de la combustion du charbon d'ici 2010) [33] et de faire en sorte que les niveaux d'émission des nouvelles centrales soient basés sur ceux que permettent d'atteindre les meilleures technologies disponibles économiquement réalisables, ou l'équivalent.

Les taux d'émission de mercure de ces 25 centrales variaient de 0,00146 à 0,0759 kg/GWh, à l'exception de l'installation de Grand Lake, au Nouveau-Brunswick, dont le taux d'émission était de 0,3225 kg/GWh en 2005. Le taux d'émission calculé pour cette centrale lors de l'analyse effectuée en vue de l'élaboration des standards pancanadiens (SP) relatifs aux émissions de mercure, en octobre 2003, était de 0,2858 kg/GWh; toutefois, d'après le bilan massique du mercure, la masse de Hg à l'entrée présentait un excédent de 16 % par rapport à la masse à

la sortie [43]. Le taux d'émission élevé de cette centrale a été attribué à l'utilisation de charbon indigène [42], ayant une teneur en mercure de 0,623 mg/kg (poids sec), alors que la teneur moyenne des autres types de charbon examinés dans le cadre de l'étude était de 0,072 mg/kg [34]. Néanmoins, en 2002, il était prévu que cette centrale serait mise hors service d'ici 2010 en raison de ses émissions importantes tant de SO<sub>2</sub> que de mercure [44].

Les provinces dans lesquelles les émissions de Hg attribuables aux centrales électriques étaient les plus élevées sont l'Alberta, suivie de la Saskatchewan et de l'Ontario; ces trois provinces réunies ont été à l'origine d'environ 89 % des émissions totales du Canada. Les installations occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de Hg représentaient 82 % des émissions totales de Hg des 25 centrales canadiennes (tableau 2.13).

Au Mexique, les plus importantes sources d'émissions de Hg étaient également les centrales au charbon. Une proportion de 87 % des émissions totales de Hg des 102 centrales mexicaines (2 285 kg), était attribuable aux trois centrales au charbon en activité au pays, tandis que le reste (291 kg) était imputable à des centrales au mazout, au diesel et au gaz naturel. Les taux d'émission de mercure des trois centrales au charbon se situaient

entre 0,050 et 0,072 kg/GWh. Il importe de signaler qu'il y a une différence considérable entre les méthodologies d'estimation des émissions de Hg adoptées pour les inventaires de 2002 et de 2005: en 2002, le coefficient d'émission utilisé était de 8,59 lb/10<sup>12</sup> BTU, mais il a été remplacé par un coefficient de 16,0 lb/10<sup>12</sup>BTU en 2005. En recalculant la valeur des émissions de Hg estimée pour 2002 selon ce nouveau coefficient, on obtiendrait une réduction de près de 7% de ces émissions en 2005 par rapport à 2002.

Les établissements occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de cette substance ont été

à l'origine de 94% des émissions totales de Hg attribuables aux 102 centrales mexicaines en 2005 (**tableau 2.14**).

En 2005, 632 des 2 728 centrales aux États-Unis ont déclaré des rejets atmosphériques de près de 50 000 kg de Hg. Ces 632 centrales avaient des taux d'émission semblables, inférieurs à 0,250 kg/GWh (à l'exception de cinq centrales dont les taux variaient de 0,250 à 0,796 kg/GWh). En général, des taux d'émission inférieurs à 1 kg/GWh sont considérés comme normaux pour de telles centrales, compte tenu du type de combustible et de la quantité d'électricité produite.

**Tableau 2.14** Émissions de Hg au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	Hg (kg)	Taux d'émission de Hg (kg/GWh)	Combustible principal
1	CFE CT Pdte, Plutarco Elías Calles (Petacalco)	Guerrero	14 275 114	711	0,050	Charbon
2	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	678	0,072	Charbon
3	CFE CT Carbón II	Coahuila	8 996 793	605	0,067	Charbon
4	CFE CT Pdte, Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	36	0,003	Mazout
5	CFE CT Gral, Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	33	0,004	Mazout
6	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	26	0,003	Mazout
7	CFE CT Altamira	Tamaulipas	3 776 214	13	0,003	Mazout
8	CFE CT José Aceves Pozos	Sinaloa	3 693 831	12	0,003	Mazout
9	CFE CT Villa de Reyes	San Luis Potosí	3 243 039	12	0,004	Mazout
10	CFE CT Puerto Libertad	Sonora	3 517 521	12	0,003	Mazout
Total, 10 centrales de tête			74 933 133	2 140		
Total, 102 centrales			180 995 630	2 285		

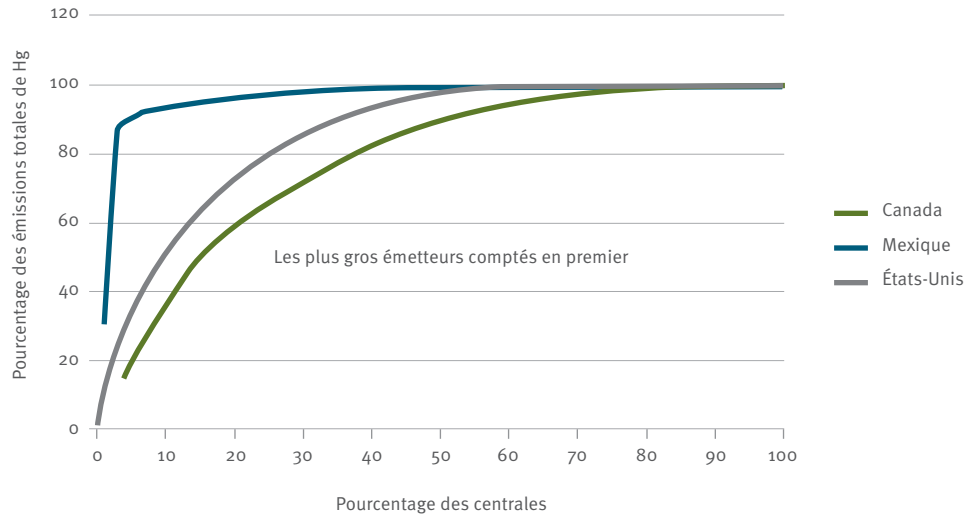
Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Tableau 2.15** Émissions de Hg aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

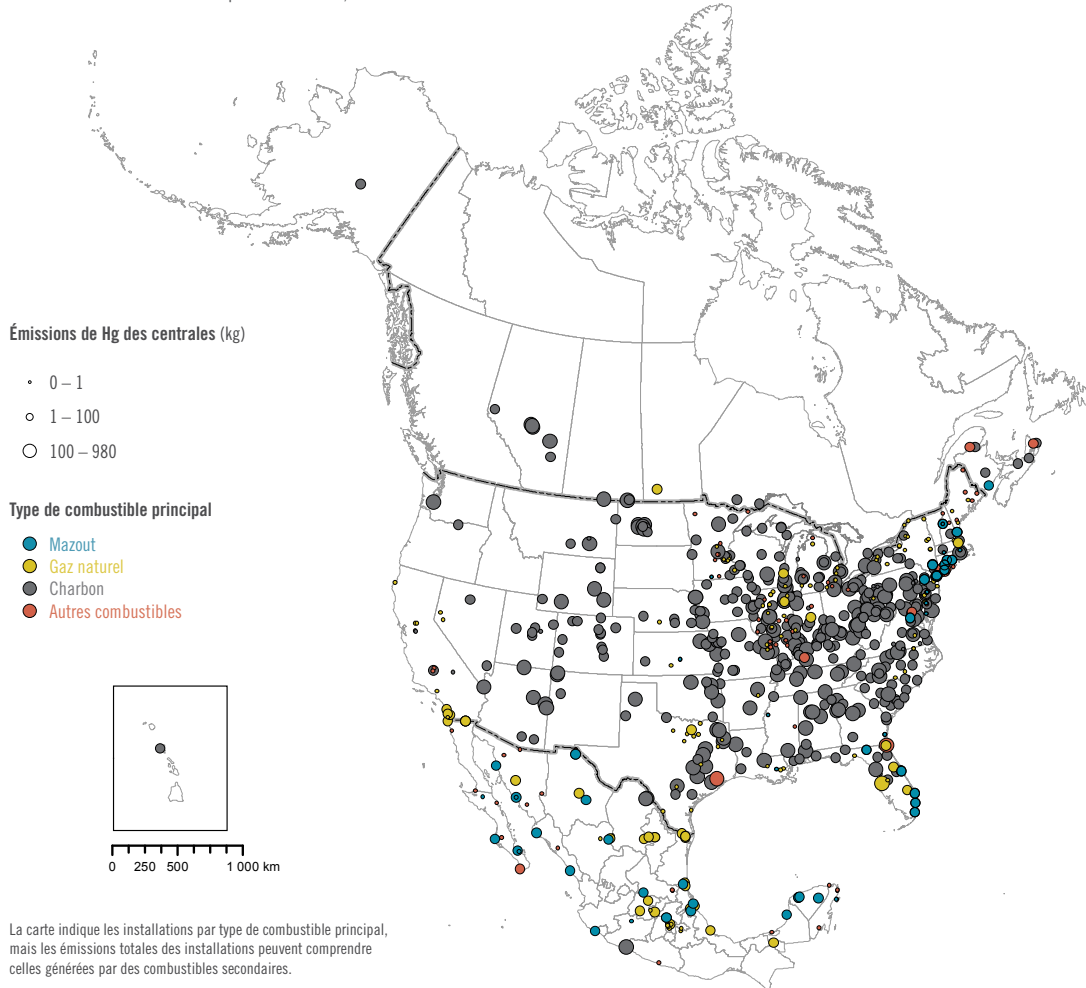
	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	Hg (kg)	Taux d'émission de Hg (kg/GWh)	Combustible principal
1	Monticello	Texas	14 807 478	977	0,06596	Charbon
2	James H Miller Jr	Alabama	21 328 867	892	0,04183	Charbon
3	Keystone	Pennsylvanie	13 488 615	874	0,06477	Charbon
4	Scherer	Géorgie	24 093 772	718	0,02982	Charbon
5	Powerton	Illinois	9 469 508	702	0,07417	Charbon
6	Rockport	Indiana	17 942 286	677	0,03774	Charbon
7	Bruce Mansfield	Pennsylvanie	18 343 905	676	0,03688	Charbon
8	PPL Montour	Pennsylvanie	10 399 362	645	0,06202	Charbon
9	Martin Lake	Texas	18 250 189	639	0,03503	Charbon
10	Monroe	Michigan	18 710 600	570	0,03047	Charbon
Total, 10 centrales de tête			166 834 582	7 371		
Total, 632 centrales			2 213 760 057	49 133		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Figure 2.6** Apport des installations individuelles aux émissions de Hg des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis



**Figure 2.7** Répartition des sources d'émission de Hg attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005



Cependant, quatre autres centrales avaient des taux d'émission allant de 1,5 à 229 kg/GWh et des valeurs aussi élevées doivent être considérées avec certaines réserves. Parmi les 632 centrales, 220 installations ont effectué 90 % des émissions totales de Hg, les émissions des centrales individuelles variant de 60 à 977 kg. Les centrales au charbon représentaient 69,5 % du nombre total de centrales émettant du mercure; les proportions correspondantes étaient de 17,7 % pour les centrales au gaz naturel et de 12,8 % pour les centrales au mazout.

Les installations occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de Hg ont été à l'origine de 15 % des émissions totales de Hg des 632 centrales américaines (tableau 2.15).

La figure 2.6 (page précédente) illustre l'apport respectif aux émissions totales de mercure (Hg) de toutes les centrales électriques émettant du mercure dans chacun des pays. Elle montre qu'environ 35 % des centrales américaines ont effectué 90 % des émissions totales de Hg aux États-Unis, tandis qu'environ 5 % des centrales mexicaines et près de 50 % des centrales canadiennes ont effectué 90 % des émissions totales de Hg au Mexique et au Canada.

La répartition géographique des sources de Hg en Amérique du Nord est présentée à la figure 2.7 (page précédente). La grosseur des points correspond à l'ampleur des émissions et la couleur représente le type de combustible principal utilisé. Au Canada, les émissions de mercure provenant des centrales électriques semblent se produire principalement dans le Sud-Ouest du pays et les centrales qui émettent les plus importantes quantités de cette substance – toutes des centrales au charbon – se trouvent en Alberta.

Au Mexique, les trois principales sources d'émissions de mercure sont les centrales au charbon situées dans les régions du Centre-Nord et du Centre-Sud du pays, alors que des zones à concentration plus faible des sources d'émissions de mercure sont dispersées un peu partout sur le territoire mexicain – essentiellement des centrales alimentées au mazout ou à d'autres combustibles. Les plus fortes concentrations de sources d'émission de Hg aux États-Unis se trouvent dans la moitié Est du pays et dans une bande de territoire traversant les États de l'Arizona, du Nouveau-Mexique, de l'Utah, du Wyoming, du Montana et du Dakota du Nord. Il n'y a que quelques sources de Hg dans l'Ouest.

**Tableau 2.16** Émissions de PM<sub>2,5</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>2,5</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>2,5</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Dalho, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	1 882 452	934	0,50	Autres combustibles
2	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	831	0,05	Charbon
3	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9 532 953	757	0,08	Charbon
4	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	666	0,04	Charbon
5	Joffre, NOVA Chemicals Corporation / ATCO Power / EPCOR	Alberta	1 839 640	497	0,27	Gaz naturel
6	Battle River Generating, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	424	0,08	Charbon
7	Belle, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	3 610 361	353	0,10	Charbon
8	Holyrood Thermal, Newfoundland and Labrador Hydro	Terre-Neuve-et-Labrador	1 355 543	237	0,17	Mazout
9	Kepphills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5 762 554	231	0,04	Charbon
10	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	156	0,04	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>65 654 299*</b>	<b>5 084</b>		
<b>Total, 166 centrales</b>			<b>130 047 775</b>	<b>7 208</b>		

\* Des données sur la production d'électricité n'étaient pas disponibles pour 88 des 166 centrales canadiennes.

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.

Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

**Tableau 2.17** Émissions de PM<sub>10</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>10</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>10</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	2 124	0,12	Charbon
2	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9 532 953	2 123	0,22	Charbon
3	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	1 005	0,07	Charbon
4	Dalho, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	1 882 452	963	0,51	Autres combustibles
5	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	651	0,13	Charbon
6	Joffre, NOVA Chemicals Corporation / ATCO Power / EPCOR	Alberta	1 839 640	624	0,34	Gaz naturel
7	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9 301 772	581	0,06	Charbon
8	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	543	0,15	Charbon
9	Kepphills Thermal, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5 762 554	534	0,09	Charbon
10	Belle, New Brunswick Power Generation Corporation	Nouveau-Brunswick	3 610 361	491	0,14	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>73 600 528*</b>	<b>9 640</b>		
<b>Total, 161 centrales</b>			<b>129 195 216</b>	<b>13 448</b>		

\* Des données sur la production d'électricité n'étaient pas disponibles pour 88 des 161 centrales canadiennes. Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.

Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centraleselectriques](http://www.cec.org/centraleselectriques)>.

### 2.3.4 Émissions de particules

Les données disponibles pour le présent rapport portaient uniquement sur les fractions PM<sub>10</sub> et PM<sub>2,5</sub> des émissions de particules par les centrales électriques. Les émissions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub> attribuables à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont résumées aux **tableaux 2.16 à 2.21**, qui fournissent également d'autres paramètres tels que la production d'électricité, les taux d'émission et les types de combustible. Les tableaux complets peuvent être consultés en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centraleselectriques](http://www.cec.org/centraleselectriques)>. Dans le cas des États-Unis, les données sur les émissions de particules présentées dans ces tableaux correspondent à une couverture limitée comparativement aux données sur les autres polluants (voir la section 2.1.3).

Au Canada, sur un total de 189 centrales, 161 installations ont déclaré des émissions de PM<sub>10</sub> et 166 installations, des émissions de PM<sub>2,5</sub>. Tant pour les PM<sub>10</sub> que pour les PM<sub>2,5</sub>, les centrales qui occupaient les dix premiers rangs pour l'importance des émissions ont été à l'origine de plus de 70 % des émissions totales signalées par les centrales canadiennes pour 2005. Les **tableaux 2.16 et 2.17** présentent les centrales canadiennes occu-

pant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de PM<sub>2,5</sub> et de PM<sub>10</sub>. Il est à noter que des données sur la production d'électricité n'étaient pas publiquement disponibles pour au moins 50 % des installations. Les centrales au charbon ont été à l'origine de 75 % et de 61 % des émissions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub>, respectivement. Les installations utilisant d'« autres combustibles » ont effectué 10 % des émissions de PM<sub>10</sub> et 19 % des émissions de PM<sub>2,5</sub>. Les centrales au gaz naturel ont été à l'origine de 8 % et 12 % des émissions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub>, respectivement; les proportions correspondantes étaient de 6 % et 8 % pour les centrales au mazout.

Au Mexique, les estimations des émissions de PM<sub>2,5</sub> et de PM<sub>10</sub> étaient disponibles pour l'ensemble des 102 centrales. Les centrales occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions ont effectué plus de 56 % et 62 % des émissions totales déclarées de PM<sub>2,5</sub> et de PM<sub>10</sub>, respectivement, mais comme les **tableaux 2.18 et 2.19** (page suivante) l'indiquent, ces installations n'étaient pas les plus importants producteurs d'électricité. Selon les données déclarées pour le Mexique, 63 % des PM<sub>2,5</sub> ont été émises par des centrales utilisant du mazout résiduel et les centrales au charbon et au gaz naturel ont été à l'ori-

**Tableau 2.18** Émissions de PM<sub>2,5</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>2,5</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>2,5</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	CFE CT Pdte. Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	6 033	0,572	Mazout
2	CFE CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	5 561	0,633	Mazout
3	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	4 241	0,485	Mazout
4	CFE CT Altamira	Tamaulipas	3 776 214	2 205	0,584	Mazout
5	CFE CT José Aceves Pozos	Sinaloa	3 693 831	2 076	0,562	Mazout
6	CFE CT Villa de Reyes	San Luis Potosí	3 243 039	2 069	0,638	Mazout
7	CFE CT Puerto Libertad	Sonora	3 517 521	1 990	0,566	Mazout
8	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	1 460	0,156	Charbon
9	CFE CD General Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	488 572	1 419	2,905	Mazout
10	CFE CT Guadalupe Victoria	Durango	2 305 169	1 310	0,568	Mazout
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>54 454 967</b>	<b>36 765</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180 995 630</b>	<b>50 255</b>		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Tableau 2.19** Émissions de PM<sub>10</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>10</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>10</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	CFE CT Pdte. Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	8 277	0,785	Mazout
2	CFE CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	7 630	0,869	Mazout
3	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	5 804	0,664	Charbon
4	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	3 370	0,360	Mazout
5	CFE CT Altamira	Tamaulipas	3 776 214	3 026	0,801	Charbon
6	CFE CT Carbón II	Coahuila	8 996 793	3 012	0,335	Mazout
7	CFE CT José Aceves Pozos	Sinaloa	3 693 831	2 849	0,771	Charbon
8	CFE CT Villa de Reyes	San Luis Potosí	3 243 039	2 839	0,875	Mazout
9	CFE CT Puerto Libertad	Sonora	3 517 521	2 731	0,776	Mazout
10	CFE CD General Agustín Olachea Avilés	Baja California Sur	488 572	1 925	3,939	Mazout
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>61 146 591</b>	<b>41 461</b>		
<b>Total, 102 centrales</b>			<b>180 995 630</b>	<b>67 710</b>		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

gine de 11 % et 23 % des émissions de PM<sub>2,5</sub>, respectivement; le reste correspondait aux émissions des centrales utilisant d'« autres combustibles ». Dans le cas des PM<sub>10</sub>, le groupe des centrales au charbon et celui des centrales au gaz naturel ont effectué environ 17,5 % des émissions chacun, alors que la part représentée par les centrales au mazout lourd s'élevait à 62 %.

Aux États-Unis, seules 1 182 des 2 728 centrales ont déclaré des émissions de PM<sub>2,5</sub> et de PM<sub>10</sub>; ces installations représentaient 75 % de l'électricité totale produite par les 2 728 centrales réunies. Plus de 92 % des émissions de PM<sub>2,5</sub> ont été effectuées par les 250 plus importantes sources de PM<sub>2,5</sub>, dont 96,4 % étaient des centrales au charbon, 2,8 %, des centrales au mazout lourd et

**Tableau 2.20** Émissions de PM<sub>2,5</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>2,5</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>2,5</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Keystone	Pennsylvanie	13 488 615	8 699	0,6449	Charbon
2	Bowen	Géorgie	22 337 864	8 274	0,3704	Charbon
3	Hatfields Ferry Power Station	Pennsylvanie	8 672 997	7 477	0,8621	Charbon
4	Crist	Floride	5 008 182	7 193	1,4363	Charbon
5	Homer City Station	Pennsylvanie	13 599 227	7 161	0,5266	Charbon
6	PPL Montour	Pennsylvanie	10 399 362	6 792	0,6531	Charbon
7	Conesville	Ohio	9 716 702	5 700	0,5866	Charbon
8	E C Gaston	Alabama	11 273 347	5 684	0,5042	Charbon
9	Warrick	Indiana	4 392 558	5 619	1,2791	Charbon
10	Mt Storm	Virginie-Occidentale	10 763 271	5 345	0,4966	Charbon
Total, 10 centrales de tête			109 652 125	67 944		
Total, 1 182 centrales			2 230 007 077	421 877		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués. Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

**Tableau 2.21** Émissions de PM<sub>10</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	PM <sub>10</sub> (t)	Taux d'émission de PM <sub>10</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Bowen	Géorgie	22 337 864	11 016	0,4932	Charbon
2	Keystone	Pennsylvanie	13 488 615	9 632	0,7141	Charbon
3	Hatfields Ferry Power Station	Pennsylvanie	8 672 997	9 283	1,0703	Charbon
4	Homer City Station	Pennsylvanie	13 599 227	8 100	0,5956	Charbon
5	Crist	Floride	5 008 182	8 086	1,6146	Charbon
6	PPL Montour	Pennsylvanie	10 399 362	7 580	0,7289	Charbon
7	Warrick	Indiana	4 392 558	7 461	1,6987	Charbon
8	E C Gaston	Alabama	11 273 347	6 513	0,5777	Charbon
9	Conesville	Ohio	9 716 702	6 086	0,6264	Charbon
10	PPL Brunner Island	Pennsylvanie	10 167 210	5 675	0,5581	Charbon
Total, 10 centrales de tête			109 056 064	79 432		
Total, 1 182 centrales			2 230 007 077	514 156		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués. Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires. L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.ccc.org/centraleselectriques](http://www.ccc.org/centraleselectriques)>.

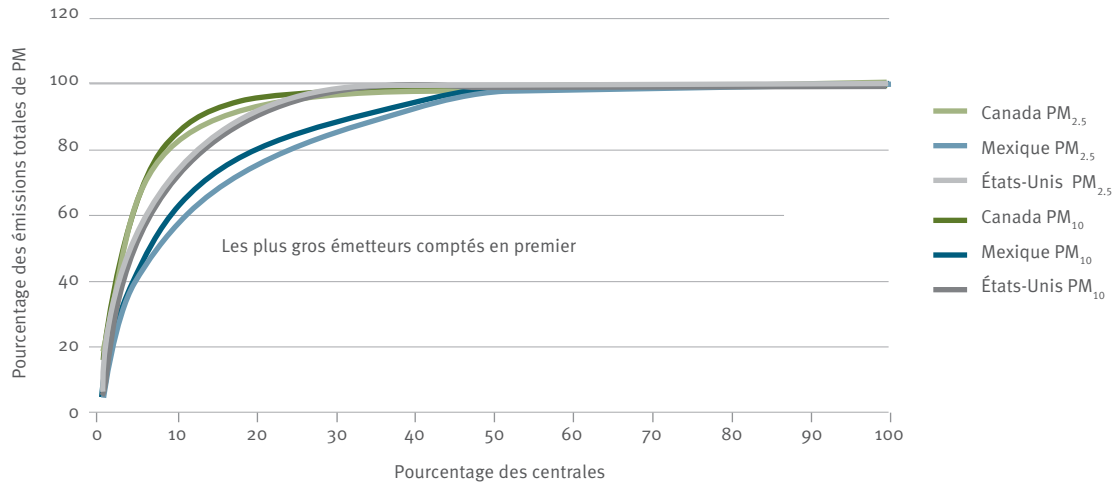
0,8 %, des centrales au gaz naturel. De même, plus de 92 % des émissions de PM<sub>10</sub> ont été effectuées par les 250 plus importantes sources de PM<sub>10</sub>, dont 96,8 % étaient des centrales au charbon, 2,4 %, des centrales au mazout lourd et 0,8 %, des centrales au gaz naturel.

Les installations américaines se classant aux dix premiers rangs pour l'importance des émissions de PM<sub>2,5</sub> et des émissions de PM<sub>10</sub> ont été à l'origine de 16 % et 15 %, respectivement, des émissions de ces polluants attribuables aux 1 182 centrales américaines (**tableaux 2.20 et 2.21**).

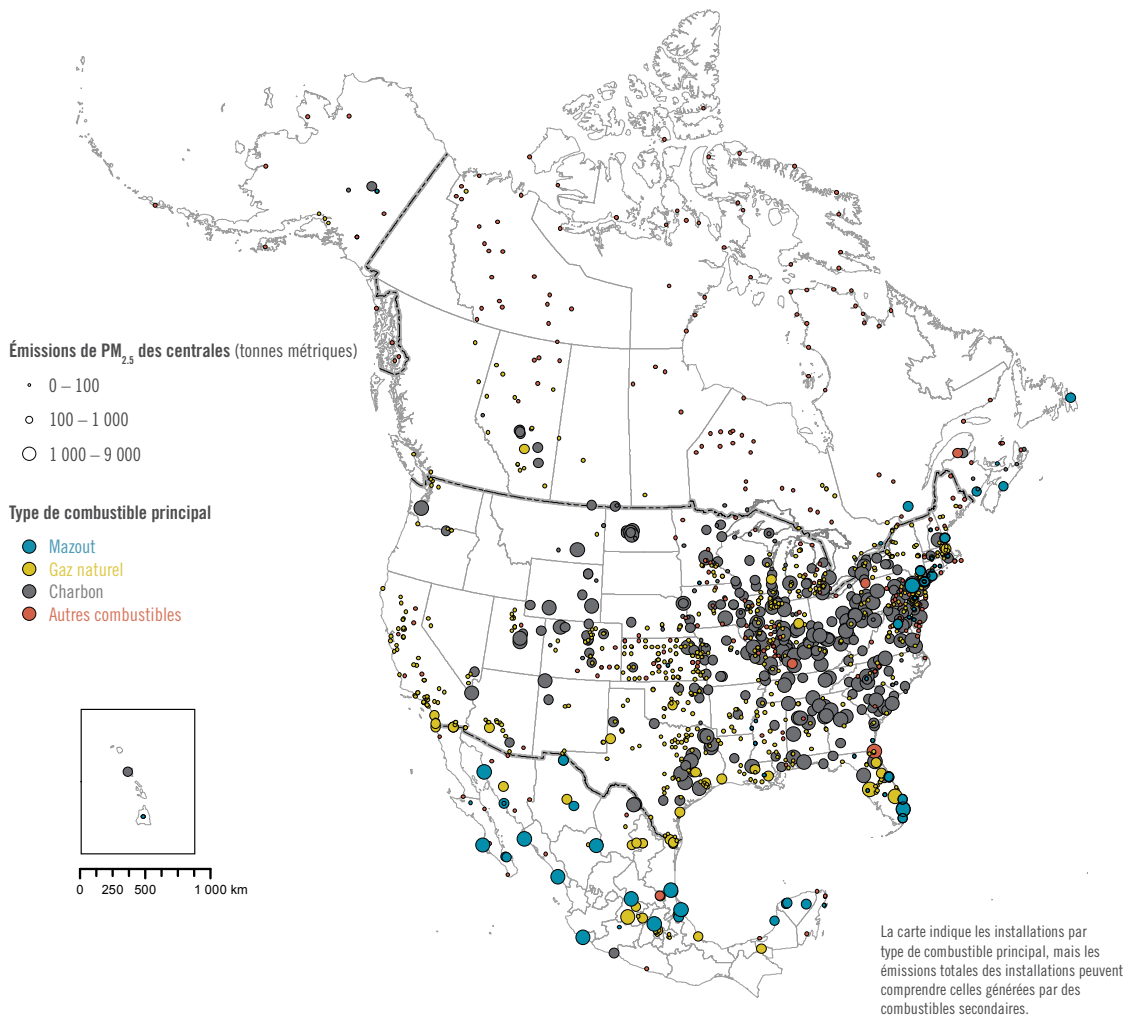
La **figure 2.8** (page suivante) illustre l'apport respectif aux émissions de PM<sub>2,5</sub> et de PM<sub>10</sub> de toutes les centrales étudiées dans le rapport, du plus gros émetteur au plus petit émetteur. On voit que, pour les États-Unis et le Canada, 20 % du nombre de centrales dans chaque pays ont été à l'origine d'environ 90 % des émissions totales de PM. Au Mexique, 35 % du nombre de centrales ont été à l'origine de 90 % des émissions totales de PM.

Dans le cas du Canada, certains taux d'émission ont été calculés à partir d'estimations de l'électricité produite et

**Figure 2.8** Apport des installations individuelles aux émissions de  $PM_{2,5}$  et de  $PM_{10}$  des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis

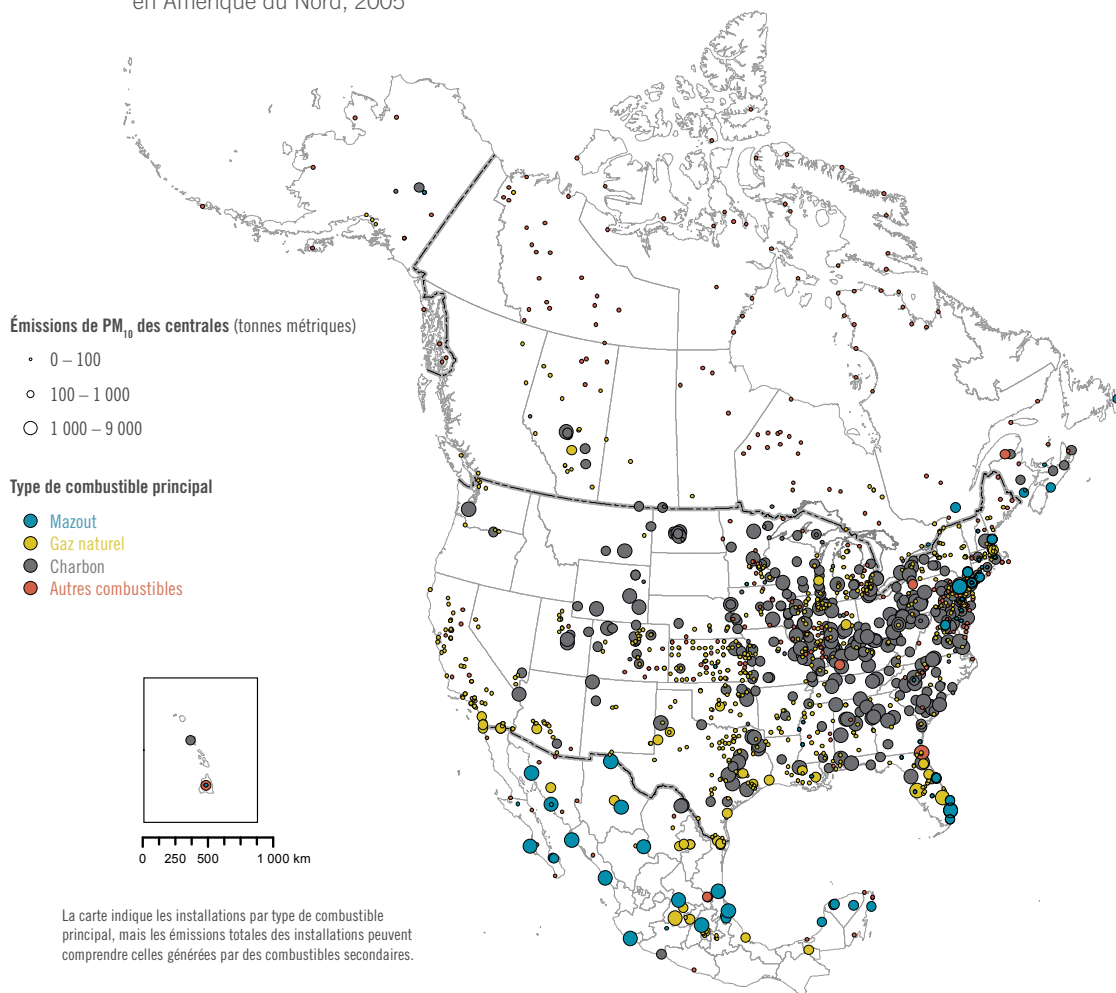


**Figure 2.9** Répartition des sources d'émission de  $PM_{2,5}$  attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005





**Figure 2.10** Répartition des sources d'émission de  $PM_{10}$  attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005



doivent être considérés avec certaines réserves. Aux États-Unis, la majorité des centrales ont de faibles taux d'émission de  $PM_{2,5}$ , se situant dans une plage de 0,00 à 0,05 kg/MWh et dans une plage de 0,05 à 0,10 kg/MWh. Il y a beaucoup plus de centrales au gaz naturel dans la première plage que dans la deuxième; le nombre de centrales au mazout est à peu près le même dans les deux groupes; il y a plus de centrales au charbon dans la deuxième plage que dans la première. La situation est semblable dans le cas des  $PM_{10}$ , sauf que la plage prédominante pour les centrales au charbon est celle allant de 0,10 à 0,15 kg/MWh. Aux États-Unis, le ratio  $PM_{2,5}/PM_{10}$  varie considérablement, mais près de 70 % des centrales ont un ratio supérieur à 0,8.

La répartition géographique des sources de  $PM_{2,5}$  et de  $PM_{10}$  pour l'année 2005 elle est illustrée aux figures 2.9 et 2.10, respectivement. Comme dans les figures précédentes, la grosseur des points correspond à

l'ampleur des émissions et la couleur représente le type de combustible principal utilisé. Au Canada, l'étalement géographique des sources émettant des particules (à la fois des  $PM_{10}$  et des  $PM_{2,5}$ ) est manifeste et l'on trouve même des centrales émettrices au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut, bien que les plus importantes sources soient des centrales au charbon situées en Alberta. Certaines centrales au mazout au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador se démarquent par l'importance de leurs émissions de  $PM_{10}$ , tout comme certaines centrales au charbon se trouvant dans les deux premières de ces trois provinces. Les mêmes centrales sont d'importantes sources de  $PM_{2,5}$ , sauf que certaines centrales au charbon se situent dans la gamme d'émissions de 0 à 100 t/an, alors que les émissions des centrales au mazout ont tendance à se situer dans la gamme de 100 à 1 000 t/an.

Au Mexique, des centrales alimentées au charbon, au mazout ou au gaz naturel disséminées sur l'ensemble du territoire sont des sources d'émission de PM<sub>10</sub> de l'ordre de 1 000 à 9 700 t/an. On observe la même tendance dans le cas des PM<sub>2,5</sub>.

À l'instar de la répartition géographique des autres polluants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et Hg), il y avait un très grand nombre de centrales, surtout alimentées au charbon, émettant des particules dans la moitié Est des États-Unis. Comme au Canada et au Mexique, la répartition géographique des sources de PM<sub>10</sub> aux États-Unis est très semblable à celle des sources de PM<sub>2,5</sub>.

### 2.3.5 Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) causées par la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont résumées dans la présente section, de concert avec d'autres paramètres tels que la production d'électricité, les taux d'émission et les types de combustible (les données sont classées selon l'importance des émissions). Dans le cadre du présent rapport, seules les émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O sont prises en compte, car il s'agit des principaux gaz émis par les centrales à combustibles fossiles (voir la section 3.3.5). Les **tableaux 2.23 à 2.25** résument les données relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> des centrales dans chaque pays. On peut consulter les données relatives aux émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O aux **tableaux 2.26 à 2.31** en ligne, à l'adresse: <[www.ccc.org/centraleselectricques](http://www.ccc.org/centraleselectricques)>.

Tel que mentionné à propos des changements climatiques à la section 2.1, le CO<sub>2</sub> est, et de loin, le GES qui est émis en plus grandes quantités par le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. Le **tableau 2.22** présente un résumé des émissions de GES attribuables aux centrales électriques; on peut constater que les émissions de CO<sub>2</sub> représentent plus de 99 % des émissions totales de GES des centrales dans chaque pays. En tonnes d'équivalent de CO<sub>2</sub> (t éq.-CO<sub>2</sub>), les émissions de N<sub>2</sub>O correspondent à

moins de 0,5 % du volume total et les émissions de CH<sub>4</sub> sont encore moindres.

Au Canada, 72 des 189 centrales ont déclaré des émissions de CO<sub>2</sub> au PDGES; 14 de ces installations n'ont pas signalé d'émissions de CH<sub>4</sub> ou de N<sub>2</sub>O. Les émissions totales de GES de ces 72 centrales, en unités d'éq.-CO<sub>2</sub>, s'élevaient à 122 millions de tonnes. Compte tenu d'une production estimée totale de 133 764 GWh par ces 72 installations, le taux d'émission national moyen était de 0,92 t éq.-CO<sub>2</sub>/MWh (ou 920 kg éq.-CO<sub>2</sub>/MWh). Les émissions de CO<sub>2</sub> correspondaient à 99,1 % (121 299 282 t) du total signalé par les centrales canadiennes pour 2005; les émissions de CH<sub>4</sub> s'élevaient à 2 465 t et les émissions de N<sub>2</sub>O, à 3 501 t. Ainsi, sous l'angle des émissions aussi bien que du potentiel de réchauffement du globe (PRG), le CO<sub>2</sub> était le plus important gaz à effet de serre émis par ces centrales.

Les émissions de CO<sub>2</sub> dépendent grandement du type de combustible utilisé. Les charbons subbitumineux, par exemple, ont des coefficients d'émission de l'ordre de 0,1 kg/MJ, alors que ce coefficient est de l'ordre de 0,07kg/MJ pour le mazout résiduel (n° 6) et de l'ordre de 0,05 kg/MJ (c.-à-d. environ la moitié du coefficient du charbon) pour le gaz naturel. Même si d'autres facteurs entrent en jeu dans le taux d'émission de CO<sub>2</sub> des centrales selon le type de combustible, on peut dire qu'en général, le charbon engendre davantage d'émissions que le mazout et le mazout, davantage d'émissions que le gaz naturel.

Les centrales occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub> (présentées au **tableau 2.23**) sont toutes alimentées au charbon et ont effectué environ 69 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> signalées par les centrales canadiennes pour 2005. En raison de la méthode appliquée pour l'estimation de l'électricité produite au Canada, le volume des émissions de CO<sub>2</sub> était passablement proportionnel à la quantité d'électricité produite. Cependant, il importe de signaler que les données sur les émissions de GES ne portent que sur un peu plus

**Tableau 2.22** Émissions totales et taux d'émission des principaux GES rejetés par les centrales électriques en Amérique du Nord en 2005

Polluant	Canada		Mexique		États-Unis		Am. du nord
	Émissions Tg éq.-CO <sub>2</sub>	Taux d'émission t éq.-CO <sub>2</sub> /MWh	Émissions Tg éq.-CO <sub>2</sub>	Taux d'émission t éq.-CO <sub>2</sub> /MWh	Émissions Tg éq.-CO <sub>2</sub>	Taux d'émission t éq.-CO <sub>2</sub> /MWh	
CO <sub>2</sub>	121,3	0,90681	117,70	0,6505	2 419,5	0,81533	2 658,5
CH <sub>4</sub>	0,1	0,00046	0,05	0,0003	0,7	0,00024	0,8
N <sub>2</sub> O	1,1	0,00954	0,54	0,0030	11,0	0,00370	12,6
<b>TOTAL</b>	<b>122,4</b>	<b>0,91531</b>	<b>118,30</b>	<b>0,65378</b>	<b>2 431,2</b>	<b>0,81927</b>	<b>2 671,9</b>

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.

**Tableau 2.23** Émissions de CO<sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	Province	Production d'électricité (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Nanticoke Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	17 778 061	17 585 856	989	Charbon
2	Sundance Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	15 116 034	15 790 482	1 045	Charbon
3	Genesee Thermal Generating Station, EPCOR Generation	Alberta	9 301 772	8 873 134	954	Charbon
4	Lambton Generating Station, Ontario Power Generation	Ontario	9 532 953	8 694 815	912	Charbon
5	Boundary Dam Power Station, SaskPower	Saskatchewan	6 066 671	6 697 605	1 104	Charbon
6	Kepphills Thermal Generating Station, TransAlta Utilities Corporation	Alberta	5 762 554	6 041 060	1 048	Charbon
7	Sheerness Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 892 719	5 927 674	1 006	Charbon
8	Battle River Generating Station, Alberta Power (2000) Ltd.	Alberta	5 077 593	5 285 838	1 041	Charbon
9	Lingan Generating Station, Nova Scotia Power	Nouvelle-Écosse	4 653 774	4 417 130	949	Charbon
10	Poplar River Power Station, SaskPower	Saskatchewan	3 699 109	4 083 816	1 104	Charbon
<b>Total, 10 centrales de tête</b>			<b>82 881 240</b>	<b>83 397 410</b>		
<b>Total, 72 centrales</b>			<b>133 764 697</b>	<b>121 299 282</b>		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota : Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>.

du tiers des centrales canadiennes étudiées dans le rapport. Les données détaillées sur les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O des 58 installations déclarantes sont consultables en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>.

Au Mexique, les émissions totales de GES des 102 centrales étudiées s'élevaient à 152 millions de tonnes d'éq.-CO<sub>2</sub>. Les émissions de CO<sub>2</sub> étaient de 151 717 073 t (ou 99,6 % du total); les émissions de CH<sub>4</sub> s'établissaient à 2 569 t et les émissions de N<sub>2</sub>O, à 1 745 t. Les données détaillées sur les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O des centrales mexicaines sont fournies en ligne à l'adresse : <[www.cec.org/centralesselectriques](http://www.cec.org/centralesselectriques)>.

Au Mexique, il n'y a que trois centrales électriques alimentées au charbon; par conséquent, on trouve des centrales au mazout parmi les installations se classant aux dix premiers rangs pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub>. Ces dix centrales arrivant en tête quant au CO<sub>2</sub> ont été à l'origine d'environ 58 % des émissions totales de ce gaz; elles sont présentées au **tableau 2.24** (page suivante). Le taux national moyen d'émission de GES a été estimé à 0,6538 t éq.-CO<sub>2</sub>/MWh (ou 653,8 kg éq.-CO<sub>2</sub>/MWh).

Aux États-Unis, les 2 728 centrales étudiées dans le rapport ont émis au total 2 431 millions de tonnes

d'éq.-CO<sub>2</sub> de GES; 2 718 d'entre elles avaient des données sur les émissions de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O. Le taux moyen d'émission de GES des installations américaines a été estimé à 0,82 t éq.-CO<sub>2</sub>/MWh (ou 820 kg éq.-CO<sub>2</sub>/MWh). L'important écart entre les trois pays au chapitre de la production totale d'électricité ressort clairement de la comparaison des volumes de CO<sub>2</sub> émis. Les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales américaines s'élevaient à 2 419 514 935 t (ou 99,5 % des émissions totales de GES); les émissions de CH<sub>4</sub> étaient de 33 590 t et les émissions de N<sub>2</sub>O, de 35 428 t. Les centrales occupant les 16 premiers rangs pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub> aux États-Unis ont rejeté plus de 280 millions de tonnes de ce gaz, soit davantage que les émissions combinées de CO<sub>2</sub> des centrales du Mexique et du Canada.

Sur le plan du taux d'émission de CO<sub>2</sub> selon le combustible, ce taux était de 0,94 t/MWh (ou 940 kg/MWh) pour le charbon, de 0,74 t/MWh (740 kg/MWh) pour le mazout et de 0,42 t/MWh (420 kg/MWh) pour le gaz naturel. Au chapitre du nombre de centrales émettant du CO<sub>2</sub>, le gaz naturel était le principal combustible utilisé par 50 % des installations américaines (les proportions correspondantes étant de 27 % pour le

**Table 2.24** Émissions de CO<sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	CFE CT Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	Guerrero	14 275 114	15 163 296	1 062	Charbon
2	CFE CT José López Portillo (Río Escondido)	Coahuila	9 357 259	10 106 597	1 080	Charbon
3	CFE CT Carbón II	Coahuila	8 996 793	9 072 240	1 008	Charbon
4	CFE CT Pdte. Adolfo López Mateos	Veracruz	10 547 560	7 971 795	756	Mazout
5	CFE CT Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	Colima	8 783 848	7 344 902	836	Mazout
6	CFE CT Francisco Pérez Ríos	Hidalgo	8 741 955	6 201 080	709	Mazout
7	CFE CT Altamira	Tamaulipas	3 776 214	2 925 631	775	Mazout
8	CFE CT José Aceves Pozos	Sinaloa	3 693 831	2 746 102	743	Mazout
9	CFE CT Villa de Reyes	San Luis Potosí	3 243 039	2 737 971	844	Mazout
10	CFE CT Puerto Libertad	Sonora	3 517 521	2 633 385	749	Mazout
Total, 10 centrales de tête			74 933 133	66 902 998		
Total, 102 centrales			180 995 630	117 737 070		

Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

**Tableau 2.25** Émissions de CO<sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance (les 10 centrales de tête)

	Nom de la centrale	État	Production d'électricité (MWh)	CO <sub>2</sub> (t)	Taux d'émission de CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	Combustible principal
1	Scherer	Géorgie	24 093 772	23 624 208	981	Charbon
2	James H Miller Jr	Alabama	21 328 867	20 420 588	957	Charbon
3	Bowen	Géorgie	22 337 864	20 100 262	900	Charbon
4	Gibson	Indiana	22 442 805	19 728 329	879	Charbon
5	Martin Lake	Texas	18 250 189	19 589 278	1 073	Charbon
6	W A Parish	Texas	19 688 219	18 781 879	954	Charbon
7	Navajo	Arizona	17 030 674	17 851 193	1 048	Charbon
8	Colstrip	Montana	16 240 783	17 435 515	1 074	Charbon
9	General James M Gavin	Ohio	19 142 304	17 093 603	893	Charbon
10	Jeffrey Energy Center	Kansas	15 145 728	16 441 720	1 086	Charbon
Total, 10 centrales de tête			195 701 205	191 066 576		
Total, 2 728 centrales			2 967 510 824	2 419 514 935		

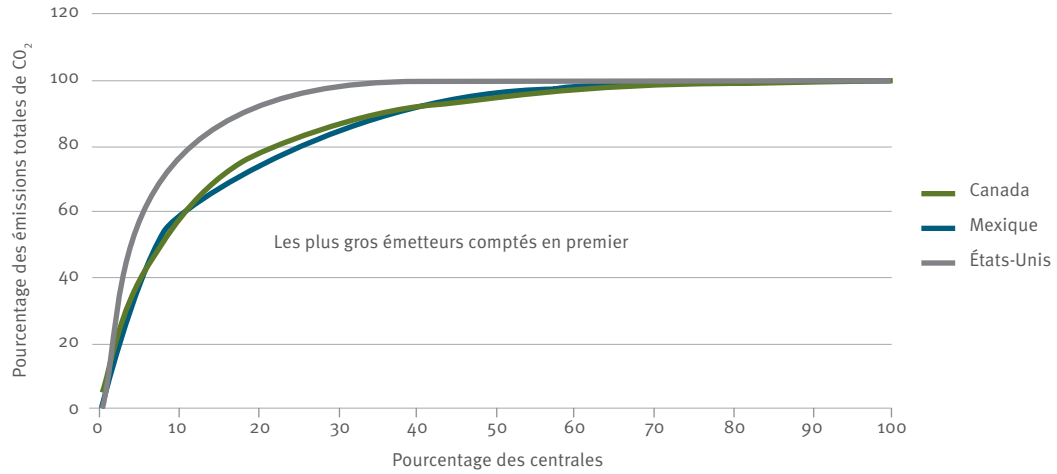
Les chiffres étant arrondis, les sommes peuvent différer légèrement des totaux indiqués.  
 Nota: Les émissions totales des installations peuvent comprendre à la fois les émissions générées par le combustible principal et par des combustibles secondaires.  
 L'ensemble complet de données peut être consulté en ligne à l'adresse: <[www.cec.org/centraleselectricas](http://www.cec.org/centraleselectricas)>.

mazout et de 22 % pour le charbon). Toutefois, sous l'angle de l'électricité produite, le charbon a été à l'origine de 71 % de l'électricité totale produite à partir des combustibles fossiles; venaient ensuite le gaz naturel, avec 25 %, et le mazout lourd, avec 3,6 %. Ainsi, le mazout lourd semble être une source minime de CO<sub>2</sub> comparativement au charbon, au gaz naturel et aux autres combustibles.

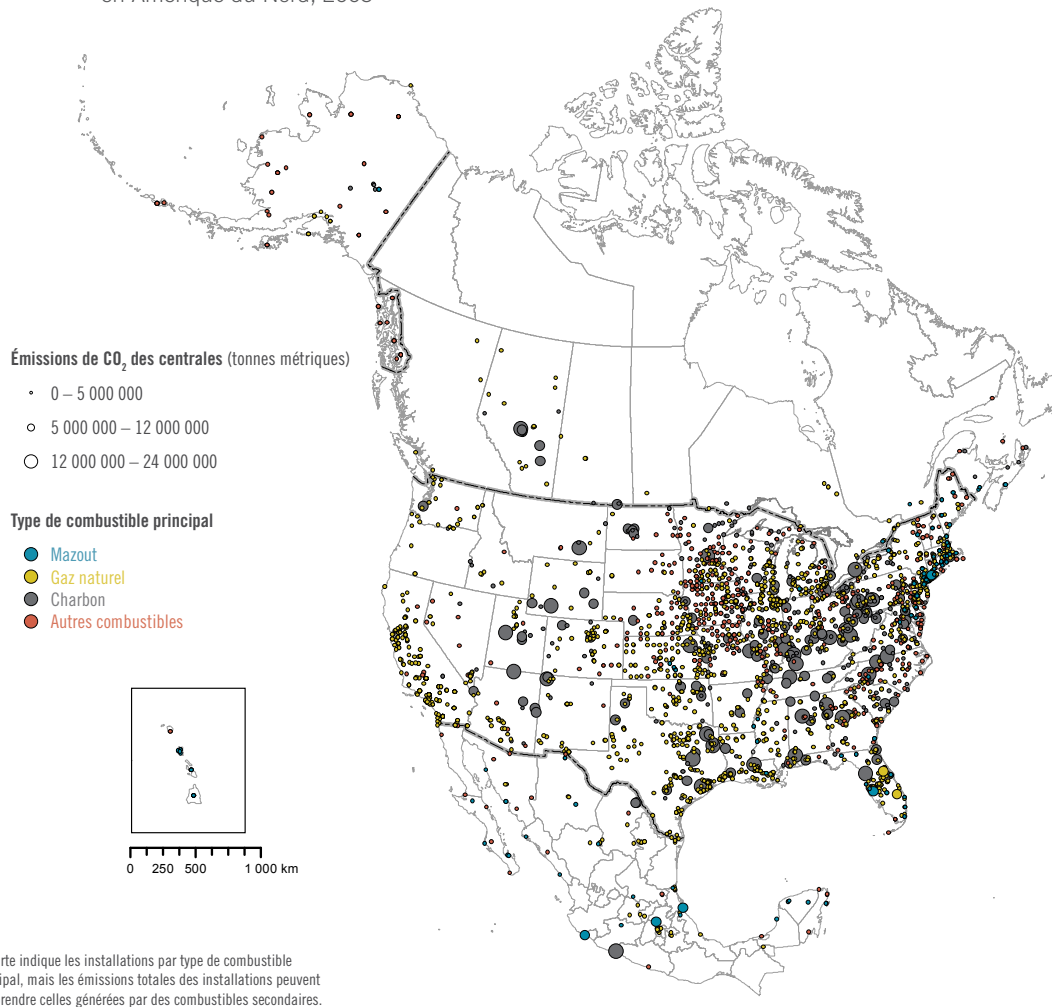
Le **tableau 2.25** indique que les centrales occupant les dix premiers rangs pour l'importance des émissions de CO<sub>2</sub> aux États-Unis ont été à l'origine de 8 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> des centrales américaines en 2005.

La **figure 2.11** indique l'apport respectif aux émissions de CO<sub>2</sub> de toutes les centrales pour lesquelles des données étaient disponibles, du plus gros émetteur au plus petit émetteur. On constate que 20 % du nombre de

**Figure 2.11** Apport des installations individuelles aux émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques au Canada, au Mexique et aux États-Unis



**Figure 2.12** Répartition des sources d'émission de CO<sub>2</sub> attribuables aux centrales électriques en Amérique du Nord, 2005



centrales aux États-Unis ont été à l'origine d'environ 90 % des émissions totales de ce gaz. Dans le cas du Mexique et du Canada, 35 % des centrales de chaque pays ont effectué 90 % de leurs émissions respectives totales de CO<sub>2</sub> (mais il ne faut pas oublier que des données relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> n'étaient disponibles que pour un peu plus du tiers des centrales canadiennes étudiées dans le rapport). Comme nous l'avons déjà mentionné, les émissions de CO<sub>2</sub> sont dans une large mesure proportionnelles à l'électricité produite; les centrales ayant la production la plus élevée sont également les plus gros émetteurs de CO<sub>2</sub>.

Dans le cas du Canada, certains taux d'émission ont été calculés à partir d'une valeur estimée de la production d'électricité et devraient être considérés avec certaines réserves. Dans le cas des États-Unis, plus de 92 % des centrales avaient un taux d'émission de CO<sub>2</sub> se situant dans la plage de 200 à 1 500 kg/MWh, alors qu'au Mexique, environ 80 % des centrales se situaient dans cette plage, peu importe la technologie ou le type de combustible utilisés. Un examen plus approfondi des centrales dont le taux d'émission se situait au-delà de cette plage s'impose; parmi les raisons possibles, on compte les suivantes: il y a eu un biais dans les données, des épisodes de fonctionnement inhabituel se sont produits ou les centrales étaient extrêmement inefficaces.

La répartition géographique des sources de CO<sub>2</sub> pour l'année 2005 est illustrée à la **figure 2.12** (page précédente). La grosseur des points correspond à l'ampleur des émissions et la couleur représente le type de combustible principal utilisé. Au Canada, les plus gros émetteurs de CO<sub>2</sub> étaient situés en Ontario et en Alberta; dans les deux cas, il s'agissait d'une centrale au charbon. Par contre, au Mexique, la répartition des sources est plus uniforme sur l'ensemble du pays; on compte cependant un point chaud isolé où les émissions sont considérables dans l'État de Guerrero, sur la côte du Pacifique. À l'instar de la répartition géographique des autres polluants étudiés dans le rapport, il y avait un très grand nombre de centrales émettant du CO<sub>2</sub> dans la moitié Est des États-Unis, ainsi que des concentrations importantes en Californie (259 installations) et au Texas (191 installations). Certaines centrales au charbon dont les émissions sont considérables peuvent aussi être observées dans les États du Centre-Ouest.

### 2.3.6 Analyse

#### 2.3.6.1 Lien entre les combustibles utilisés et les polluants rejetés

Le profil des émissions attribuables aux centrales électriques nord-américaines analysé dans le présent rap-

port dépend du type d'installations et de leur taille, de la technologie de production d'électricité et des combustibles utilisés. Les données de l'année 2005 montrent qu'au Canada et aux États-Unis, les centrales au charbon ont été à l'origine de la majeure partie des émissions de polluants atmosphériques courants (PAC), de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub>, de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub>. Au Mexique, dix installations ont été à l'origine de 78 % des émissions de SO<sub>2</sub>, dont sept étaient des centrales alimentées au mazout. Toutefois, les trois centrales au charbon de ce pays ont été les plus importantes sources d'émissions de NO<sub>x</sub> et ont contribué de manière significative aux émissions de SO<sub>2</sub>.

Au chapitre des émissions de particules (PM<sub>2,5</sub> et PM<sub>10</sub>), les deux tiers des émissions au Mexique étaient attribuables à la combustion de mazout résiduel.

Les centrales au charbon canadiennes et américaines, de même que les centrales au mazout du Mexique, ont été responsables des plus importantes émissions totales de gaz à effet de serre (GES), en particulier le CO<sub>2</sub> (bien qu'au Canada et qu'au Mexique, les centrales au gaz naturel aient également été une source importante de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O).

Enfin, les données indiquent que les émissions de mercure dans les trois pays ont principalement été attribuables à la combustion de charbon. Au Canada et aux États-Unis, les centrales au charbon ont été à l'origine de 98 % de tous les rejets de Hg; la proportion correspondante au Mexique était de près de 88 %.

Par conséquent, ces données viennent corroborer les conclusions d'autres sources citées dans le présent rapport voulant que les centrales électriques nord-américaines alimentées par des combustibles fossiles soient les principales responsables des émissions de GES et d'autres polluants.

Cette analyse révèle également que d'autres facteurs, comme la production totale d'électricité, la capacité, l'âge et le rendement des centrales, jouent un rôle important. Par exemple, la plupart des installations qui arrivent en tête pour l'importance des émissions ne sont pas nécessairement celles qui produisent le plus d'électricité. Fait intéressant, les données révèlent que les États-Unis enregistrent des émissions par habitant de nombreux polluants, plus élevées qu'au Canada et au Mexique, en raison du grand nombre d'installations américaines (plusieurs d'entre elles sont alimentées au charbon). Toutefois, en tenant compte de la quantité d'électricité produite par certaines de ces centrales, de nombreuses installations américaines présentaient des taux d'émissions de CO<sub>2</sub> généralement plus faibles que ceux des installations dans les deux autres pays.

Fait intéressant, un examen des cinq centrales les plus importantes dans chaque pays, sur le plan de la production d'électricité, révèle qu'exception faite de deux centrales au Mexique qui utilisent du mazout résiduel, toutes ces principales centrales sont alimentées au charbon. C'est un signe de la valeur stratégique de ce combustible, même si, sous l'angle de la pollution potentiellement engendrée, le charbon est le combustible fossile le plus « sale ». En dépit de la différence entre les trois pays pour ce qui est du niveau de développement économique et de la consommation d'énergie, les cinq principales centrales dans chaque pays sont toutes de taille comparable. Les centrales américaines avaient (chacune) une capacité moyenne d'environ 3 300 MW; la capacité moyenne des centrales canadiennes était de 2 000 MW et celle des centrales mexicaines, de 1 600 MW. Les facteurs de capacité moyens des centrales s'établissaient à 0,78, 0,70 et 0,76, respectivement.

Ces données indiquent que les cinq principales centrales aux États-Unis et au Mexique produisent de l'électricité pendant une plus grande partie de l'année que les cinq principales centrales canadiennes (il faut souligner que la principale source d'électricité au Canada est l'énergie hydroélectrique et qu'il n'est donc pas nécessaire que les centrales alimentées aux combustibles fossiles soient exploitées à une plus grande capacité). Pour ces cinq principales centrales, les taux d'émission de CO<sub>2</sub> sont tous d'un ordre de grandeur semblable; toutefois, pour les autres polluants, les taux d'émission des centrales mexicaines sont généralement beaucoup plus élevés que ceux des centrales américaines, ce qui indique un manque d'équipement antipollution ou une performance médiocre des installations mexicaines au chapitre de l'environnement. Par ailleurs, les centrales canadiennes présentaient des taux d'émission plus faibles que ceux des centrales américaines, sauf dans le cas des NO<sub>x</sub>.

#### 2.3.6.2 Sources, disponibilité et qualité des données sur les émissions

Bien que les données des inventaires d'émissions au Canada et au Mexique se soient considérablement améliorées entre 2002 et 2005, elles n'ont pas encore atteint le niveau de détail des données américaines. Au Canada, il y a un important manque d'information concernant la production d'électricité des centrales individuelles et les technologies antipollution. Au Mexique, la majeure partie des émissions a été calculée au moyen des coefficients d'émission AP-42 et une petite quantité de données a été produite par des activités de surveillance sur place — mais des méthodes

telles que la surveillance continue des émissions n'ont été appliquées dans aucun cas.

Bien que les sources américaines de données — provenant du *National Emissions Inventory* (NEI, Inventaire national des émissions) et de l'eGRID — aient produit la meilleure information, et de loin, même ces données sont parfois incohérentes; en outre, dans les trois pays, lorsqu'il semblait y avoir une incohérence dans les données, aucune source d'information de rechange n'était disponible aux fins de comparaison et de vérification.

Par exemple, comme nous l'avons indiqué à la section 2.1.3, 105 centrales ont consommé davantage d'électricité du réseau qu'elles n'en ont fourni à celui-ci, ce qui a conduit à une valeur négative ou à une production annuelle nette nulle d'électricité. Certaines centrales produisent l'électricité dont elles ont besoin pour leurs procédés et toute électricité excédentaire peut être réinjectée dans le réseau, ce qui peut engendrer une valeur nulle ou négative pour la consommation d'électricité en provenance du réseau. Néanmoins, certains polluants sont émis en tout temps durant la production d'électricité; par conséquent, les valeurs réelles de la production d'électricité devraient être prises en compte dans le cadre des inventaires d'émissions. Or, puisque l'eGRID ne fournit pas de données sur la production totale (il ne fournit que des données sur la production nette), il est impossible de déterminer les taux d'émission connexes.

Un autre exemple est celui des taux d'émission très élevés obtenus à partir de certaines des données de l'eGRID — par exemple, les taux d'émission très élevés de SO<sub>2</sub> d'un petit nombre de centrales américaines, des cas analogues ayant aussi été observés au Mexique et au Canada. De tels écarts laissent penser qu'il sera nécessaire de disposer de sources complémentaires de données afin de pouvoir évaluer adéquatement les émissions.

Les résultats du présent rapport doivent être interprétés avec prudence, du fait que les données pour certains paramètres ont dû être estimées puisqu'elles n'étaient pas disponibles. L'utilisation de coefficients d'émission et la modification des méthodologies d'estimation des émissions peuvent être d'importants facteurs lorsqu'on tente d'évaluer les changements survenus au fil du temps — comme dans le cas des émissions de Hg pour le Mexique en 2002 et en 2005, qui ont été estimées au moyen de méthodologies différentes, ce qui a entraîné une diminution apparente des émissions estimées durant cette période.

Train-bloc de charbon  
Virginie, États-Unis





## 3. Les centrales aux combustibles fossiles : information de base

### 3.1 Technologies de production d'électricité à partir de combustibles fossiles

D'une façon générale, l'électricité produite à partir d'un combustible fossile est générée par la combustion de celui-ci en présence de l'oxygène contenu dans l'air. Ce processus permet un dégagement de l'énergie contenue dans le combustible sous forme de chaleur et produit des gaz très chauds. L'énergie ainsi libérée peut être utilisée de deux façons. Dans les moteurs à combustion interne, les gaz de combustion chauds sont comprimés, puis utilisés pour entraîner directement le générateur d'électricité et l'équipement auxiliaire [15, 16, 36, 37]. L'autre méthode consiste à utiliser les gaz chauds pour chauffer de l'eau et produire de la vapeur à température et à pression élevées. La vapeur ainsi produite actionne une turbine ou un groupe électrogène de façon à produire de l'électricité. Dans ce cas, on dit que la combustion est externe.

#### 3.1.1 Production classique à l'aide de vapeur

Les turbines à vapeur, les unités de production à vapeur et les unités de production thermique sont des systèmes à combustion externe lorsqu'ils utilisent des combustibles fossiles pour produire la vapeur. Le rendement thermique des unités à vapeur est d'environ 35 %, ce qui signifie que 35 % de l'énergie contenue dans le combustible est transformée en électricité. La proportion restante de 65 % de cette énergie est soit perdue par la cheminée (environ 10 %), soit évacuée avec l'eau de refroidissement du condenseur (en général, 55 %). La taille des unités de production par turbine à vapeur alimentées aux combustibles fossiles va de 1 à plus de 1 000 mégawatts. Normalement, les installations de ce genre ont une vie utile de plusieurs décennies, et des unités de production à vapeur plus efficaces ne sont utilisées que dans les centrales plus récentes.

#### 3.1.2 Turbines à combustion

Les unités à combustion interne comprennent les turbines à gaz fixes, également appelées turbines à combustion, et les moteurs à combustion interne à mouvement alternatif. Ces unités ont généralement une taille inférieure à 100 mégawatts et elles sont considérées comme moins efficaces que les turbines à vapeur. Cependant, puisque les générateurs à turbine à gaz n'ont pas besoin de chaudière ni d'apport de vapeur ou de condenseur, le coût des investissements est beaucoup plus bas pour une unité à turbine à gaz que pour une unité à vapeur. Les unités à turbine à gaz ont un temps de démarrage rapide comparativement aux unités à turbine à vapeur et, en raison de leur relativement petite taille, elles peuvent être installées dans divers sites; elles se prêtent donc bien à la production pendant les périodes de pointe, lorsque la demande dépasse la puissance installée des grandes centrales électriques, de même qu'en cas d'urgence ou pour répondre à des besoins d'énergie de réserve. Les gaz d'échappement d'une turbine qui sont rejetés dans l'atmosphère contiennent une quantité importante de chaleur. Les turbines à gaz sont principalement utilisées dans les centrales dites à cycle mixte.

#### 3.1.3 Unités à cycle mixte

Dans une unité à cycle mixte, une turbine à gaz est tout d'abord utilisée pour produire de l'électricité. Les gaz d'échappement chauds de la turbine servent ensuite à fournir la totalité ou une partie de la chaleur requise par la chaudière qui produit de la vapeur; puis, cette vapeur actionne une turbine génératrice à vapeur qui produit une quantité additionnelle d'électricité. Cette méthode est plus efficace que l'utilisation isolée des turbines à combustion ou des unités de production à vapeur. Le rendement thermique des unités à cycle mixte est d'environ 50 %. Dans ces unités, de multiples turbines à gaz peuvent être utilisées pour alimenter une turbine à vapeur.

### 3.1.4 Cogénération

Les unités de cogénération, aussi appelées unités de production combinée de chaleur et d'électricité, utilisent la chaleur pour produire de l'électricité ou pour d'autres applications thermiques sur place. La cogénération est le moyen le plus efficace d'employer l'énergie, car elle permet de récupérer l'énergie thermique afin de s'en servir pour fournir des services (par exemple, chauffer des locaux) ou pour d'autres procédés industriels tels que la production de vapeur. Le rendement thermique de ce procédé peut atteindre jusqu'à 75 % de l'énergie utilisée comme matière première.

## 3.2 Combustibles fossiles servant à la production d'électricité

Le choix de la technologie à adopter et du type de centrale à aménager dépend de nombreux facteurs tels que l'utilisation à laquelle la centrale est destinée, la capacité requise et la disponibilité des combustibles. Le combustible est l'un des éléments les plus importants dont il faut tenir compte, également, sous l'angle des émissions de polluants atmosphériques. Le **tableau 3.1** indique les combustibles les plus couramment utilisés selon le type de centrale.

La **figure 3.1** illustre la proportion relative de polluants émis par chaque type de combustible fossile. Dans cette figure, le charbon est employé comme valeur de référence; par conséquent, pour chaque polluant, une valeur de 100 % est attribuée aux émissions causées par la combustion du charbon. Le gaz naturel est considéré comme étant le plus « propre » des trois types de combustibles fossiles en raison des émissions considérablement moindres qu'il engendre en amont de l'équipement d'épuration post-combustion. Les émissions de  $\text{NO}_x$  dépendent grandement de la configuration d'allumage, du type de brûleur, de la température de la flamme et, dans une certaine mesure, de

**Tableau 3.1** Combustibles utilisés selon le type de centrale

Type de centrale	Combustibles
Vapeur	Mazout résiduel/charbon/gaz naturel
Cycle mixte	Gaz naturel
Turbine	Gaz naturel/diesel
Double service	Charbon/mazout résiduel
Combustion interne	Diesel
Nucléaire	Uranium

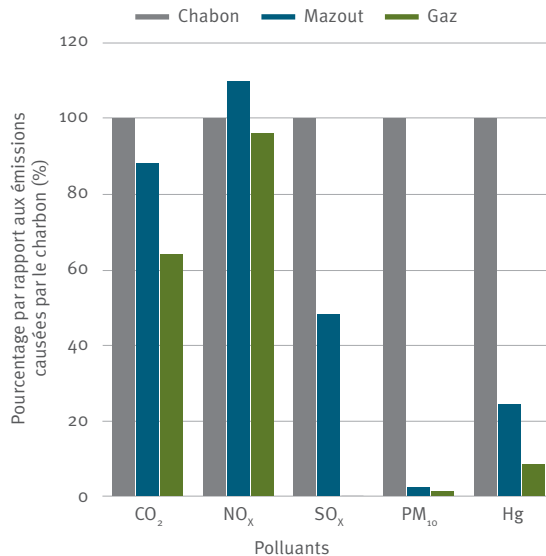
la teneur du combustible en azote, bien que des  $\text{NO}_x$  se forment même lorsque le combustible ne contient pas d'azote.

Outre les polluants indiqués à la **figure 3.1**, les centrales aux combustibles fossiles émettent d'autres polluants tels que des composés organiques, ce qui comprend les composés organiques volatils (COV), les composés organiques semi-volatils et les composés organiques condensables. Elles émettent aussi certains composés métalliques (seul le mercure est étudié dans le présent rapport), des gaz à effet de serre autres que le  $\text{CO}_2$  tels que le méthane et l'oxyde nitreux, et certains composés halogénés.

### 3.2.1 Charbon

Le charbon est le combustible fossile le plus fréquemment employé pour produire de l'électricité; sa composition est une combinaison complexe de composés organiques et de matières minérales inorganiques. Le charbon est de la matière végétale fossilisée qui a été préservée parce qu'elle a été enfouie dans des sédiments et transformée par des forces géologiques qui l'ont compactée et condensée en des roches riches en carbone. On a avancé que la formation du char-

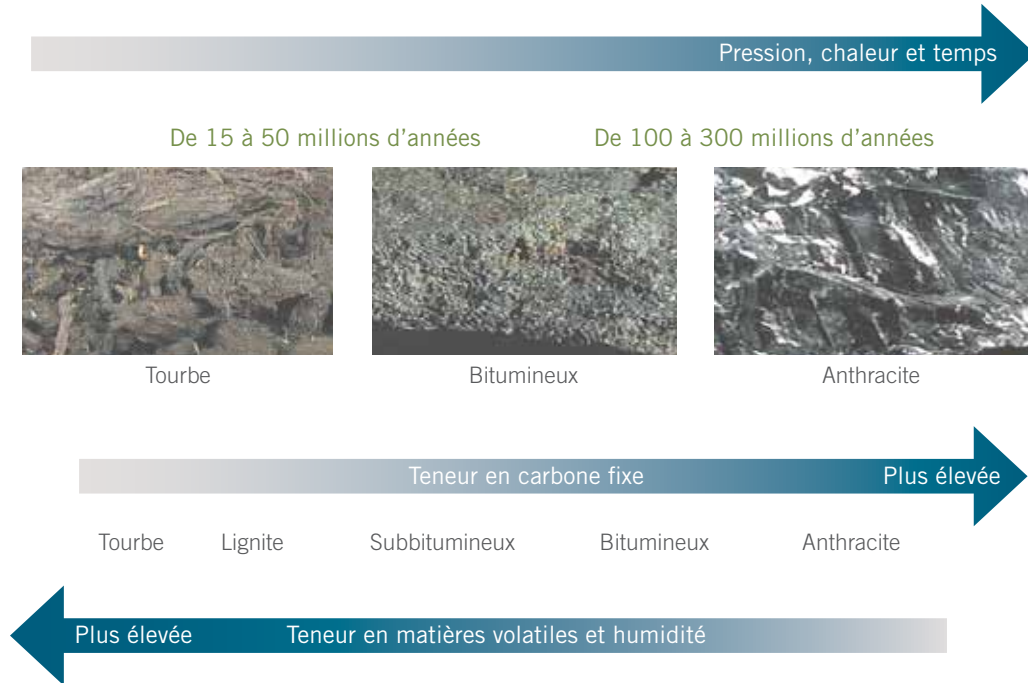
**Figure 3.1** Émissions de polluants attribuables à la production d'électricité, selon le type de combustible fossile



OPTIONS : Les combustibles utilisés sont le charbon subbitumineux, le mazout résiduel n° 6 à faible teneur en soufre, ou le gaz naturel. Émissions brutes avant épuration des grandes centrales à chaudière chauffée par les parois (>100MBTU/h). Données tirées de : AP-42, chapitre 1, sections 1 (9/98), 3 (9/98) et 4 (7/98). Les émissions produites par la combustion du charbon sont utilisées comme valeur de référence.

**Figure 3.2** Évolution naturelle du charbon au fil du temps

Le charbon est un combustible fossile solide. C'est une roche sédimentaire surtout composée de carbone, d'hydrogène et d'oxygène. Il se forme sur des millions d'années à partir de matière végétale morte, le plus souvent emprisonnée entre d'autres strates, et transformée avec le temps sous l'effet de la pression et de la chaleur.



bon pourrait remonter à l'ère précambrienne, mais la majeure partie du charbon s'est formée à partir de matières organiques qui se sont déposées à l'époque carbonifère, il y a 286 à 360 millions d'années, lorsque le climat de la Terre était plus chaud et plus humide. Le charbon est considéré comme une source d'énergie non renouvelable parce qu'il met énormément de temps à se former [16, 47,48].

Le charbon est classé en divers types d'après son stade de formation. Cette classification comporte cinq catégories : la tourbe, le lignite, le charbon subbitumineux, le charbon bitumineux et l'anthracite (**figure 3.2**). Les charbons plus jeunes comme le lignite et les charbons subbitumineux sont plus faciles à brûler parce qu'ils contiennent une plus grande quantité de composés volatils qui se transforment en gaz lorsqu'ils sont chauffés. À l'opposé, les charbons plus vieux sont plus difficiles à brûler parce qu'ils se composent presque en totalité de carbone à l'état solide. Cependant, l'anthracite était préféré au charbon bitumineux dans le passé parce que sa combustion produit

moins de fumée et de cendres — et est plus efficace sous l'angle du nombre d'unités de chaleur produites par unité de masse.

Les émissions causées par la combustion du charbon dépendent beaucoup de la catégorie de celui-ci et de sa composition. Les polluants émis par cette combustion comprennent des gaz à effet de serre (surtout du CO<sub>2</sub>), des particules (notamment des cendres et du carbone imbrûlé attribuable à une combustion incomplète), des oxydes d'azote et des oxydes de soufre. Les autres émissions produites par les centrales au charbon sont le monoxyde de carbone, des composés d'hydrocarbures imbrûlés, certaines substances cancérigènes comme les dioxines et les furanes et des métaux à l'état de traces (p.ex., plomb et mercure).

### 3.2.2 Mazout

Le mazout est tiré du pétrole brut; c'est le combustible liquide le plus fréquemment utilisé pour la production d'électricité. Le mazout léger et le mazout résiduel sont les deux principales catégories de ce type de combus-

tible. Le mazout est classé par numéros de catégorie, les n<sup>os</sup> 1 et 2 étant des mazouts légers et les n<sup>os</sup> 5 et 6, des mazouts (lourds) résiduels. (comme ceux qui sont préchauffés et brûlés dans les centrales) Le mazout mexicain appelé *combustóleo* a des caractéristiques analogues au mazout résiduel n<sup>o</sup> 6 [46-48].

Les mazouts légers contiennent moins de 0,3 % de soufre (selon le poids), ils sont moins volatils et moins visqueux que les mazouts résiduels, et ils ont une teneur négligeable en azote et en cendres. Ils sont couramment utilisés pour des applications domestiques et de petites applications commerciales; ce groupe comprend le kérosène et le diesel. Les mazouts résiduels, eux, sont extrêmement visqueux et il peut être nécessaire de les chauffer pour pouvoir les manipuler plus facilement et les utiliser adéquatement à des fins de combustion. Ils comprennent d'importantes quantités de cendres, de soufre et d'azote et ils sont principalement utilisés pour des applications industrielles et de grosses applications commerciales.

En raison de leurs différences sur le plan de la composition et des caractéristiques de combustion, les mazouts légers et les mazouts résiduels produisent des émissions différentes lorsqu'ils sont brûlés. Par exemple, les mazouts légers émettent moins de particules que les mazouts résiduels. Par ailleurs, le mazout lourd n<sup>o</sup> 6 a généralement une teneur plus élevée en soufre et, comme les émissions d'oxydes de soufre sont directement liées à la teneur en soufre du combustible, les émissions de ce type de mazout lourd sont plus polluantes que celles des mazouts légers.

Les autres polluants produits lors de la combustion du mazout sont les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, des gaz à effet de serre, des composés volatils (tels que des hydrocarbures imbrûlés) et des métaux toxiques à l'état de traces.

### 3.2.3 Gaz naturel

Après le charbon et le mazout, le gaz naturel est le troisième type de combustible le plus fréquemment utilisé pour la production d'électricité. Il est principalement composé de méthane (dans une proportion de 85 % à 90 %); il contient aussi du propane, de l'éthane, du butane, certains gaz inertes comme de l'azote, de l'hélium et du dioxyde de carbone, ainsi que des quantités à l'état de traces d'autres gaz. Le gaz naturel est la source d'énergie qui connaît la croissance la plus rapide à l'échelle mondiale et il est considéré comme étant le combustible fossile le plus propre. Les principaux polluants atmosphériques produits par les pro-

duits de combustion du gaz naturel sont les oxydes d'azote et des gaz à effet de serre (surtout du CO<sub>2</sub>). Les autres émissions attribuables au gaz naturel sont de petites quantités de particules, des oxydes de soufre et des métaux à l'état de traces. En brûlant, le gaz naturel ne produit que la moitié du CO<sub>2</sub> émis par une quantité équivalente de charbon (produisant la même quantité d'énergie thermique); par conséquent, si le charbon était remplacé par ce combustible plus propre, il serait possible d'obtenir une réduction des émissions. Toutefois, ce remplacement est parfois irréalisable pour des raisons économiques et/ou stratégiques [46-48].

## 3.3 Émissions de polluants

Comme cela a été mentionné plus haut, selon le type de combustible utilisé, les polluants produits par les centrales peuvent comprendre les suivants: le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), le mercure (Hg), les particules (comprenant les PM<sub>10</sub> et les PM<sub>2,5</sub>), ainsi que des gaz à effet de serre tels que le méthane (CH<sub>4</sub>), l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) et le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). D'autres composés tels que les composés organiques volatils (COV) et des métaux à l'état de traces sont également rejetés dans l'air. Afin de donner une idée de l'ordre de grandeur des quantités de polluants émises lors de la production d'électricité, le **tableau 3.2** présente les taux d'émission moyens de CO<sub>2</sub>, de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> pour des unités de production d'électricité utilisant différents combustibles fossiles. Les taux d'émission de particules varient énormément, particulièrement dans le cas du mazout et du charbon; ils dépendent beaucoup de la quantité de cendres produites par la combustion. Les sections qui suivent contiennent de brèves descriptions des polluants étudiés dans le présent rapport.

La plupart des polluants atmosphériques sont produits lors de la combustion, peu importe le type de combustible utilisé. Cependant, la quantité et les caractéristiques de chaque polluant dépendent beaucoup du type de combustible. Par exemple, les particules produites par la

**Tableau 3.2** Taux d'émission caractéristiques de différents combustibles [49]

Polluant	Taux d'émission (kg/MWh)		
	Charbon	Mazout	Gaz
CO <sub>2</sub>	1 021,04	759,09	515,29
SO <sub>2</sub>	5,90	5,45	0,05
NO <sub>x</sub>	2,72	1,82	0,77

combustion du charbon sont plus grosses et contiennent davantage de carbone organique et élémentaire que les particules émises par le mazout. La combustion du charbon cause l'émission de certains éléments métalliques qui sont des polluants toxiques, comme le plomb et le mercure; la combustion du mazout, pour sa part, engendre des émissions de vanadium et de plomb, mais ne génère presque pas d'émissions de mercure. Le gaz naturel est le combustible fossile le plus propre de tous; il entraîne surtout des émissions de  $\text{NO}_x$  et de  $\text{CO}_2$ , et des émissions de très faibles quantités d'autres polluants.

Le **tableau 3.3** présente les principaux effets sur la santé et sur l'environnement de certains des polluants émis par les centrales.

### 3.3.1 Oxydes de soufre

Les principales sources des composés sulfurés présents dans l'air sont anthropiques, et la forme prédominante de ces composés est le dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ). Les émissions d'oxydes de soufre sont principalement attribuables à la combustion, laquelle engendre une oxydation du soufre contenu dans le combustible; ainsi, les émissions d'oxydes de soufre dépendent presque exclusivement de la teneur en soufre du combustible, et non de la taille de la chaudière, de la conception des brûleurs ou du degré d'affinage du combustible. Dans les systèmes de combustion, environ 95 % du soufre présent dans le combustible est transformé en dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ), une proportion de 1 % à 5 % subit une oxydation additionnelle formant du trioxyde de soufre ( $\text{SO}_3$ ), et une proportion de 1 % à 3 % est émise sous forme de particules de sulfate.

Le  $\text{SO}_2$  est un gaz incolore et corrosif; il a des effets très néfastes sur les plantes, les animaux et les humains et, même, sur les composantes inertes du milieu. Dans l'air, il peut subir une oxydation additionnelle et former du  $\text{SO}_3$ , qui réagit avec la vapeur d'eau pour produire de l'acide sulfurique ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), l'une des principales composantes des précipitations acides. En outre, l'anion sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) peut être inhalé par les humains et causer de graves dommages aux poumons. Les particules de sulfate contribuent à la réduction de la visibilité et modifient l'albédo de la Terre, c'est-à-dire le bilan radiatif de la planète, ce qui a des répercussions sur le climat [46–48].

### 3.3.2 Oxydes d'azote

Les procédés de combustion sont la principale source anthropique des oxydes d'azote. Ces oxydes peuvent se former lors de la combustion, à partir de l'azote contenu dans le combustible ou de l'azote présent dans l'air. Dans la plupart des systèmes de combustion externe alimentés aux combustibles fossiles, environ 95 % des oxydes d'azote émis sont sous forme de monoxyde d'azote (NO), les 5 % restants étant du dioxyde d'azote ( $\text{NO}_2$ ). Le NO émis subit une oxydation additionnelle dans l'atmosphère pour produire du  $\text{NO}_2$ . Le symbole  $\text{NO}_x$  représente la somme du monoxyde d'azote (NO) et du dioxyde d'azote ( $\text{NO}_2$ ), exprimée en  $\text{NO}_2$ . Le  $\text{NO}_2$  est un gaz fortement réactif dont la couleur donne au smog photochimique sa couleur brun rougeâtre caractéristique. En outre, ces oxydes réagissent avec l'eau pour produire de l'acide nitrique ( $\text{HNO}_3$ ), qui,

**Tableau 3.3** Principaux effets sur la santé et sur l'environnement des plus importants polluants émis par les centrales

Oxydes d'azote	Dioxyde de soufre	Mercure	Dioxyde de carbone
Composants de l'ozone de la basse atmosphère et du smog	Principal précurseur des fines particules de suie	Les humains sont principalement affectés en consommant du poisson contaminé	Contribue au réchauffement de la planète et aux changements climatiques
Contribuent à la mort et aux graves maladies respiratoires, et aggravent les maladies cardiovasculaires existantes		Dommages au système nerveux, aux fonctions cérébrales, à l'ADN et aux chromosomes, réactions allergiques, effets néfastes sur la reproduction	
Réagissent pour acidifier les eaux de surface et tuer des poissons et d'autres éléments du biote, y compris les arbres et les organismes du sol		L'ingestion de mercure par consommation d'animaux contaminés peut endommager les reins et l'intestin et altérer l'ADN	
Accélèrent l'altération atmosphérique des monuments, des bâtiments et des structures métalliques		Le huard, l'aigle, la loutre, le vison, le martin-pêcheur et le balbuzard sont des consommateurs de poissons et sont gravement affectés par l'exposition au mercure en raison de l'accumulation de celui-ci le long de la chaîne alimentaire	
Contribuent à la réduction de la visibilité (brouillard régional)			

de concert avec l'acide sulfurique, crée les précipitations acides. Un autre effet néfaste des oxydes d'azote est causé par les retombées atmosphériques de l'azote sous forme de nitrates et de nitrites dérivés du  $\text{NO}_x$ , qui engendrent l'eutrophisation des eaux intérieures et des mers littorales [46-48].

### 3.3.3 Mercure

Le mercure est un métal-trace qui est une substance toxique, biocumulative et persistante (STBP) connue; il est naturellement présent dans le charbon à de très faibles concentrations. La combustion de charbon est considérée comme la principale source anthropique de ce polluant dans l'atmosphère. Selon les données du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) [49], la combustion de charbon dans les centrales électriques, les chaudières industrielles, les chaudières domestiques, les appareils de chauffage et les poêles a produit des émissions de mercure d'environ 888 t, soit 46 % des émissions anthropiques totales à l'échelle mondiale, en 2005. Les centrales alimentées au charbon sont l'une des plus importantes sources de mercure en raison de la grande quantité de charbon qu'elles brûlent pour produire de l'électricité. Par exemple, en 2005, environ la moitié des émissions anthropiques de mercure aux États-Unis provenait de ces centrales; ces émissions représentent environ 52,4 t/an [52].

La majeure partie du mercure présent dans l'atmosphère est sous forme de vapeur de mercure élémentaire; toutefois, dans l'eau, le sol, les sédiments ou le biote, on trouve tant des formes organiques qu'inorganiques de ce métal. La vapeur de mercure élémentaire est relativement insoluble et non réactive; c'est pourquoi elle peut demeurer en suspension dans l'air et être transportée par les courants atmosphériques sur de grandes distances pendant de très longues périodes — jusqu'à quelques années — avant de se déposer sur le sol ou dans les eaux de surface. Une fois le mercure déposé, des microbes peuvent le transformer en une forme organique (le méthylmercure) qui peut être absorbée par d'autres organismes et s'accumuler le long de la chaîne alimentaire. Le mercure a de nombreux graves effets sur l'environnement et sur la santé humaine. Par exemple, la pollution par le mercure est la cause la plus courante de la contamination des poissons dans les rivières et les lacs aux États-Unis, et de nombreux États américains ont publié des

avis de non-consommation du poisson provenant de ces plans d'eau. L'ingestion de mercure par consommation de poisson contaminé peut entraîner l'altération du développement neurologique chez les fœtus, les nourrissons et les enfants. Chez les adultes, elle peut causer des dommages neurologiques [53]. Les *National Institutes of Health* (NIH, Instituts nationaux de la santé) des États-Unis estiment qu'une femme sur 12, dans ce pays, a des concentrations sanguines de mercure qui dépassent la quantité considérée comme sûre par l'EPA. Selon les estimations des NIH, les troubles de santé causés par le mercure engendrent des coûts de près de 9 milliards de dollars américains par année en frais médicaux additionnels et en perte de productivité sur le marché du travail [47, 54].

### 3.3.4 Particules

Les particules (PM) consistent en un large éventail de matières en phase solide ou liquide dont la taille va de moins de 1 nanomètre à 100 micromètres et qui peuvent avoir une composition chimique complexe. Parmi leurs éléments constitutifs, on compte les nitrates, les sulfates, les métaux, les composés organiques, les particules de sol, le pollen, la suie, etc. Les PM sont classées selon diverses valeurs de mesure, dont les plus courantes sont les  $\text{PM}_{10}$  et les  $\text{PM}_{2,5}$ , correspondant aux particules de diamètre aérodynamique inférieur à 10 et à 2,5 micromètres, respectivement. Les sources de particules sont très nombreuses; la combustion dans des installations fixes (telles que les centrales électriques) est l'une des plus importantes de ces sources, de concert avec le transport routier. Les sources de combustion fixes comprennent des installations consacrées à des activités industrielles telles que la sidérurgie, de même que les appareils de chauffage domestiques et les centrales électriques. Les émissions de PM causées par les combustibles solides (comme le charbon) sont, en général, plus grosses que celles attribuables aux combustibles liquides, et les PM produites par les combustibles liquides sont plus grosses que celles engendrées par la combustion du gaz naturel. Toutefois, en général, les particules produites par la combustion ont un diamètre inférieur à 1 micromètre.

Parmi les répercussions environnementales des émissions de particules, on compte la réduction de la visibilité, les précipitations acides et les dommages et taches causés aux matériaux (statues et monuments).

Les retombées de particules peuvent aussi contribuer à l'acidification des lacs et des cours d'eau, modifier le bilan de substances nutritives dans les plans d'eau et les sols et porter atteinte aux forêts et aux cultures [55].

Les PM peuvent causer de graves troubles de santé chez les humains, particulièrement celles dont le diamètre est inférieur à 10 micromètres, car elles peuvent se loger très profondément dans les poumons lorsqu'elles sont inhalées et elles peuvent même pénétrer dans la circulation sanguine. Les effets les plus courants des particules sur la santé sont des symptômes respiratoires tels que l'irritation des voies respiratoires, la toux, la difficulté à respirer, la diminution de la capacité respiratoire, l'asthme, la bronchite chronique et le décès prématuré [55].

### 3.3.5 Gaz à effet de serre

Les gaz à effet de serre (GES) sont des gaz qui retiennent la chaleur dans l'atmosphère; cela permet à la surface de la Terre de conserver une température moyenne d'environ 15°C. Sans cet « effet de serre » naturel, la température ambiante moyenne serait d'environ 33°C inférieure à ce qu'elle est actuellement, ce qui rendrait impossibles la plupart des formes de vie que nous connaissons aujourd'hui. Or, depuis la Révolution industrielle, les activités humaines ont entraîné l'ajout d'importantes quantités de GES dans l'atmosphère, ce qui a accentué l'effet de serre naturel. Cela occasionne une augmentation de la température planétaire moyenne, ce qui a de graves effets sur le climat.

Certains de ces gaz, tels que le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), le méthane ( $\text{CH}_4$ ) et l'oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ ), sont émis dans l'atmosphère par des processus naturels aussi bien que par des activités humaines; d'autres GES comme les chlorofluorocarbures (connus sous leur acronyme CFC) sont exclusivement issus des activités industrielles. Les principaux GES émis par les activités humaines, particulièrement l'utilisation des combustibles fossiles, sont le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux.

Les émissions de GES, peu importe le gaz, sont couramment calculées en émissions équivalentes de dioxyde de carbone. Cela permet de comparer la capacité de chaque GES d'emprisonner la chaleur dans l'atmosphère (potentiel de réchauffement du globe, ou PRG) à la capacité du  $\text{CO}_2$ , qui est utilisé comme gaz de référence. On obtient l'équivalent de dioxyde de carbone pour un gaz en multipliant la quantité émise de ce gaz par son PRG.

Voici une brève description des principaux GES :

Le **dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ )** est un gaz non toxique et inoffensif. L'augmentation régulière de la concentration de  $\text{CO}_2$  dans l'atmosphère, qui est préoccupante en raison de ses effets sur les changements climatiques, est principalement attribuable aux activités humaines. On a estimé que les concentrations atmosphériques planétaires de  $\text{CO}_2$  en 2005 étaient de 35 % supérieures aux concentrations antérieures à la Révolution industrielle. La principale source de ce gaz est l'utilisation des combustibles fossiles (les centrales électriques sont à l'origine d'une proportion allant de 17 % à 40 % des émissions totales de  $\text{CO}_2$ ); parmi les autres sources, on compte les feux de forêt et de brousse ainsi que les procédés de combustion utilisés pour produire les matières entrant dans la fabrication du ciment [48, 56-58].

Le **méthane ( $\text{CH}_4$ )** reste dans l'atmosphère pendant 9 à 15 ans et il est 21 fois plus efficace que le dioxyde de carbone pour ce qui est d'emprisonner la chaleur dans l'atmosphère. Tout comme le dioxyde de carbone, le méthane est émis dans l'atmosphère par divers processus naturels et anthropiques. Les sources naturelles comprennent les milieux humides, les termites, les océans, les feux de forêt, etc.; les principales sources anthropiques sont la consommation de combustibles fossiles, la fermentation intestinale, les décharges, les systèmes au gaz naturel, la production des combustibles fossiles, la culture du riz, la combustion de biomasse et la manutention des déchets. On estime que les sources naturelles sont à l'origine d'environ 37 % des émissions atmosphériques totales de méthane par année; par conséquent, les sources anthropiques sont les principales sources de rejet de ce gaz dans l'air.

L'**oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ )** est un gaz incolore qui a une odeur légèrement douceâtre et il est environ 310 fois plus efficace que le dioxyde de carbone pour ce qui est d'emprisonner la chaleur dans l'atmosphère. À l'instar du dioxyde de carbone et du méthane, l'oxyde nitreux est également émis par des sources naturelles et anthropiques, mais contrairement aux deux autres gaz, les sources naturelles sont à l'origine d'environ 64 % de ses émissions atmosphériques totales.

### 3.4 Technologies antipollution

Les préoccupations croissantes suscitées par les effets des émissions de polluants atmosphériques ont conduit à l'adoption de règlements plus stricts concernant ces émissions et à l'installation de dispositifs de réduction et de prévention de la pollution afin de réduire la quantité de contaminants rejetés dans l'air. La section qui suit donne un bref aperçu des dispositifs antipollution adoptés par les centrales électriques, selon le combustible utilisé.

#### 3.4.1 Charbon

Parmi tous les combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité, le charbon est celui qui nécessite l'infrastructure la plus complexe pour les opérations de traitement, de manutention, de stockage, de chargement et de déchargement (toutes ces opérations ont d'importantes répercussions sur l'environnement). La combustion de charbon dans les centrales électriques exige l'utilisation de concasseurs, de pulvérisateurs, d'équipement de manutention des cendres, de souffleurs de suie et d'équipement anti-poussière et antiémissions.

Les dispositifs de captage des particules les plus fréquemment utilisés dans les installations où l'on procède à la combustion de charbon sont les mul-

ticyclones, les dépoussiéreurs électriques, les filtres en tissu et les laveurs à Venturi. Diverses techniques sont appliquées afin de réduire les émissions de  $\text{SO}_2$  des centrales au charbon : nettoyage mécanique du charbon, nettoyage chimique du charbon, passage à des types de charbon à plus faible teneur en soufre et désulfuration des gaz de combustion. Parmi les méthodes de lutte contre les émissions d'oxydes d'azote, on compte l'abaissement des températures de pointe dans la zone de combustion ou la réduction du temps de séjour des gaz dans la zone à température élevée, l'installation de brûleurs à faible dégagement de  $\text{NO}_x$ , la réduction sélective catalytique et la réduction sélective non catalytique.

Au Canada et aux États-Unis, certaines centrales utilisent des dispositifs permettant d'injecter du charbon actif ou d'ajouter un sorbant dans le but exprès de réduire les émissions de mercure. D'autres méthodes comme la désulfuration des gaz de combustion et le captage des particules contribuent également à la diminution des émissions de mercure. Il a été signalé que des réductions des émissions de mercure de 29 %, 39 % et 45 % pouvaient être obtenues au moyen des dépoussiéreurs électriques, des filtres à manches et de la désulfuration des gaz de combustion, respectivement [45, 46, 48, 50].



### 3.4.2 Mazout résiduel

Même si les émissions brutes de polluants atmosphériques des centrales alimentées au mazout sont considérablement moindres que celles des centrales au charbon, les chaudières au mazout de grande taille doivent aussi être pourvues de dispositifs antipollution pour respecter les normes relatives aux émissions. Les centrales au mazout utilisent des dispositifs antipollution semblables à ceux des centrales au charbon. Des collecteurs mécaniques, des dépoussiéreurs électriques et des filtres en tissu réduisent les émissions de particules. Le dépoussiérage humide et le séchage par pulvérisation sont des techniques couramment employées pour réduire les émissions de  $\text{SO}_2$ . En raison de la faible teneur en azote du mazout, les techniques de réduction des émissions d'oxydes d'azote sont principalement axées sur le procédé de combustion (par exemple, recirculation des gaz de combustion, combustion étagée, etc.); cependant, des techniques de réduction post-combustion des  $\text{NO}_x$  sont aussi appliquées, notamment la réduction sélective non catalytique et la réduction sélective catalytique [45, 46, 48, 50].

### 3.4.3 Gaz naturel

La plupart des techniques antipollution adoptées dans les centrales au gaz naturel ciblent les émissions de  $\text{NO}_x$  et sont semblables à celles décrites pour les centrales au charbon. Elles comprennent la recirculation des gaz de combustion, la combustion étagée, les brûleurs à faible dégagement de  $\text{NO}_x$ , la réduction sélective catalytique et la réduction sélective non catalytique [45, 46, 48, 50].



## 4. Pour en savoir plus

On trouvera l'ensemble complet des données analysées dans le présent rapport sur le site Web de la CCE relatif à ce projet à l'adresse <[www.cec.org/centraleselectriques](http://www.cec.org/centraleselectriques)>, dans les tableaux suivants (les numéros indiqués ci-dessous renvoient aux tableaux du présent rapport, lesquels sont des extraits des tableaux complets et ne présentent que les installations se classant aux dix premiers rangs dans chaque catégorie).

<b>Tableau 2.7</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.8</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.9</b>	Émissions de SO <sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.10</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.11</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.12</b>	Émissions de NO <sub>x</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.13</b>	Émissions de Hg au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.14</b>	Émissions de Hg au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.15</b>	Émissions de Hg aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.16</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.17</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.18</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.19</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.20</b>	Émissions de PM <sub>2,5</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.21</b>	Émissions de PM <sub>10</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.23</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.24</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.25</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance

Les tableaux suivants ne figurent que sur le site Web et y sont affichés dans leur intégralité :

<b>Tableau 2.26</b>	Émissions de CH <sub>4</sub> au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.27</b>	Émissions de CH <sub>4</sub> au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.28</b>	Émissions de CH <sub>4</sub> aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.29</b>	Émissions de N <sub>2</sub> O au Canada en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.30</b>	Émissions de N <sub>2</sub> O au Mexique en 2005, par ordre décroissant d'importance
<b>Tableau 2.31</b>	Émissions de N <sub>2</sub> O aux États-Unis en 2005, par ordre décroissant d'importance

Centrale thermique de Nanticoke  
Ontario Power Generation  
Nanticoke, Ontario, Canada



## Annexe. Sources d'information et méthodologie relatives aux données sur la production d'électricité des centrales canadiennes

### Saskatchewan

Pour les centrales de SaskPower qui utilisent du lignite comme combustible, la production d'électricité estimée correspond (dans une fourchette de 1,5 %) à la production nette totale déclarée par la compagnie [1]. Les valeurs relatives à la chaleur de combustion utilisées aux fins des calculs étaient les moyennes nationales pour chaque type de combustible [2].

### Terre-Neuve-et-Labrador

Les valeurs relatives à la production d'électricité pour la province de Terre-Neuve-et-Labrador [2] ont été alignées sur la production de la seule centrale au charbon de cette province.

### Nouvelle-Écosse

Les taux d'émission pour les centrales au charbon de la Nova Scotia Power (NSP) ont été obtenus sur le site Web de la NSP [3]. Cette société dévoile ses taux d'émission en conformité avec le *Carbon Disclosure Project* (CDP, Projet de communication d'information sur le carbone), organisme sans but lucratif international et indépendant qui tient une base de données contenant des renseignements sur les changements climatiques. La production totale calculée à partir de ces taux d'émission et des données de l'Inventaire national de rejets de polluants (INRP) relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> concordaient dans une fourchette de 2,7 % avec les données sur la production totale signalées pour la technologie correspondante dans cette province [2]. Les trois centrales à turbine à combustion de la NSP ont été considérées comme un tout, car un seul ensemble de données regroupées portant sur les trois centrales a été obtenu pour les émissions de CO<sub>2</sub> [3]. La production d'électricité correspondante par ces trois installations a été jugée négligeable comparativement à la production attribuable à ce type de technologie signalée pour cette province [2].

### Nouveau-Brunswick

Dans la province du Nouveau-Brunswick, la société Énergie NB exploitait cinq centrales à vapeur en 2005 : Dalhousie, Belledune, Grand Lake, Courtenay Bay et Coleson Cove. En outre, il y avait trois centrales à turbine à combustion (Ste Rose, Millibank, Grand Manan) à l'égard desquelles aucune information n'était disponible dans l'INRP ou le Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES). Cependant, selon le rapport annuel de 2005 d'Énergie NB [4], les deux premières sont incluses dans le Système de gestion environnementale (SGE) de la centrale de Belledune et la troisième est incluse dans le SGE de la centrale de Coleson Cove; il est donc possible que les émissions de ces unités aient été intégrées à celles des plus grosses centrales. La centrale de Courtenay Bay comprenait trois unités, mais en 2002, la société Irving Paper Ltd. a assumé la responsabilité de l'exploitation de l'unité 2 (n° ID 8003 de l'INRP). Les unités 1 et 3 sont restées sous la responsabilité d'Énergie NB (n° ID 1706 de l'INRP), mais Énergie NB n'a pas exploité la centrale de Courtenay Bay en 2005 [4]. Des émissions de CO<sub>2</sub> ont été déclarées au PDGES pour l'unité 2 de Courtenay Bay, sous le code SCIAN 221330, même si cette installation était inscrite à l'INRP sous le code SCIAN 221112.

Les données sur les émissions de CO<sub>2</sub> obtenues du PDGES pour les cinq centrales à vapeur concordaient avec les taux d'émission globaux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles [5] et la production totale d'électricité rapportée par Statistique Canada [2]. La production d'électricité estimée pour chaque centrale à partir des données sur les émissions de CO<sub>2</sub> concordait également avec la production totale rapportée par Statistique Canada [2]. Une centrale additionnelle à turbine à combustion, celle de Bayside (alors possédée par Irving Oil Power L.P.), a fourni les données sur la production d'électricité rapportées par Statistique Canada [2] pour cette technologie. Elle compte une turbine à gaz naturel à cycle combiné [6]

ayant un rendement thermique net estimé de 51,6%. Des rendements de cet ordre et même supérieurs ont été signalés pour ce type de technologie [7, 8, 9].

### Ontario

La société Ontario Power Generation (OPG) possédait et exploitait six centrales alimentées aux combustibles fossiles comptant des générateurs à turbine à vapeur en 2005. La centrale de Lakeview a été exploitée uniquement pendant le premier tiers de l'année, après quoi elle a cessé toute activité de façon permanente [10]. La production d'électricité de cette centrale a été estimée en fonction de ses émissions de CO<sub>2</sub> et d'un rendement thermique supposé, caractéristique des centrales au charbon [11]. Pour les cinq autres installations, les données sur la production nette ont été tirées d'un rapport public d'OPG [12]. La centrale de Fort Frances, possédée par Abitibi Consolidated Inc., a également été en activité en 2005. Sa production a été estimée à partir de ses émissions déclarées de CO<sub>2</sub> et d'une valeur de rendement semblable à celle de l'autre centrale à vapeur située en Ontario, la centrale de Tunis d'EPCOR. La production de la centrale de Tunis a été estimée à partir des données sur la production totale d'EPCOR en Ontario [13], répartie proportionnellement entre les centrales en fonction de la puissance installée de chacune d'entre elles.

La production totale en 2005 des centrales à vapeur alimentées aux combustibles fossiles en Ontario étudiées dans le présent rapport présentait un écart de 3,2% par rapport à la production indiquée dans la publication de Statistique Canada [2]. Toutefois, les centrales à turbine à combustion dans la province consistaient en deux types, à cycle unique et à cycle combiné, et des valeurs différentes de rendement thermique leur ont donc été assignées pour l'estimation de la production à partir des émissions de CO<sub>2</sub>. Il y avait aussi certaines installations qui compaient des unités des deux types, c'est-à-dire des turbines à vapeur et des turbines à combustion, mais il a été impossible d'estimer la production pour chacun des deux types, car les émissions de CO<sub>2</sub> sont regroupées à l'échelon des centrales entières. Par conséquent, la valeur estimée pour la production totale des turbines à vapeur est légèrement inférieure à la valeur indiquée par Statistique Canada [2]. L'écart entre la production totale estimée et la production totale déclarée est inférieur à 0,1%.

### Québec

Les émissions de CO<sub>2</sub> de deux centrales du Québec, Tracy et Cap-aux-Meules, ont été déclarées au PDGES. La première est une centrale à vapeur de 600 MW ali-

mentée au mazout lourd qui remonte aux années 1960 [14, 15]. En 2005, elle n'était exploitée que lorsque le réseau faisait face à une demande de pointe. Les anciennes centrales à vapeur à faible rendement sont généralement utilisées pour répondre à la demande de pointe [16]. La centrale de Cap-aux-Meules est l'une des installations à combustion interne alimentées au diesel de la province. Hydro-Québec a publié les données sur la production totale de ses quatre principales centrales aux combustibles fossiles, de même que sur leurs émissions correspondantes de CO<sub>2</sub> [17, 18]. Il a été possible de déterminer la production combinée de la centrale de Tracy et des trois autres, Bécancour, La Citière et Cadillac. Ces trois dernières installations sont alimentées au mazout léger, comptent des turbines à combustion et sont également utilisées pour répondre à la demande de pointe. Par conséquent, il était raisonnable de les traiter comme une même unité.

Les émissions totales de ces quatre centrales peuvent être exprimées de la façon suivante :

$$E_T = r_1 G_1 + r_2 G_2$$

où

$E$  correspond aux émissions de CO<sub>2</sub> (Mg)

$r$  est le taux d'émission de CO<sub>2</sub> (Mg/MWh)

$G$  est la production en MWh

l'indice 1 correspond à Tracy, l'indice 2 correspond aux trois centrales à turbine à combustion réunies et l'indice  $T$  correspond au total des quatre centrales étudiées.

Manifestement,

$$G_T = G_1 + G_2$$

et

$$E_T = E_1 + E_2$$

lorsque

$$E_1 = r_1 G_1$$

et

$$E_2 = r_2 G_2$$

Par conséquent, la production de Tracy peut être déterminée en tant que fonction de la production totale, des émissions totales de CO<sub>2</sub> des quatre centrales et des émissions de Tracy (qui sont tous des éléments connus) de concert avec le taux d'émission de Tracy.

$$G_1 = \frac{K}{1 + K} G_T$$

où

$$K = \frac{r_2 E_1}{r_1 E_2}$$

et la relation suivante existe entre les taux d'émission

$$r_2 = \frac{r_1 E_2}{r_1 G_T - E_1}$$

Le taux d'émission de Tracy ( $r_1$ ) a été estimé au moyen de la relation suivante :

$$r_1 = \frac{F}{\eta H}$$

où :  $F$  est le coefficient d'émission de  $\text{CO}_2$  des centrales à générateur à vapeur alimentées au mazout lourd, supposé à 3,124 kg/l [19];  $H$  est la teneur nette en chaleur du mazout lourd, supposée à 36 813,47 kJ/l [20]; et  $\eta$  est le rendement thermique, supposé à 28 %. Cette valeur de rendement a été choisie en tenant compte de la limite la plus basse de la gamme de rendements observée pour les centrales de ce type. En 2000, cette installation suscitait déjà des préoccupations en raison de ses taux d'émission élevés et de son faible rendement [15]. En outre, du fait que la centrale était exploitée à de faibles coefficients de capacité, le rendement aurait pu être réduit encore davantage [15, 21].

L'application de la méthode décrite ci-dessus a permis d'assurer la comparabilité de toutes les valeurs déclarées relativement à la production et aux émissions.

En 2005, Hydro-Québec exploitait une centrale à générateur à vapeur (Tracy), trois centrales à turbine à combustion alimentées au mazout léger (Bécancour, La Citière et Cadillac) et 24 centrales à combustion interne alimentées au diesel, pour une puissance installée totale de 1 595 MW [18]. Les centrales à combustion interne fournissaient de l'électricité de base hors réseau, principalement dans les régions du Nord. En 2005, ces 24 centrales ont produit au total 277,1 GWh d'électricité [22, 23], quoique la centrale de Cap-aux-Meules ait été à l'origine de près de 65 % de ce total. Cette installation a également déclaré des émissions de  $\text{CO}_2$  au PDGES.

La centrale de Boralex, à Kinsey Falls, était inscrite dans le PDGES sous le code SCIAN 221112 (« Production d'électricité à partir de combustibles fossiles »), alors que dans l'INRP, elle était inscrite sous le code SCIAN 221119 (« Autres activités de production

d'électricité »). Comme les émissions de  $\text{CO}_2$  dépassaient le seuil de déclaration et la centrale était alimentée au gaz naturel, elle a été incluse dans le présent rapport sous le code SCIAN concernant la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. La production de la centrale de Kinsey Falls a été estimée à partir de ses émissions de  $\text{CO}_2$ .

#### Alberta

Les données sur la production en Alberta ont été obtenues d'ATCO Power [24] pour ses centrales dans cette province, ainsi que sur la page Web de l'Alberta Electric System Operator (AESO) [25]. Les données relatives à la production de certaines des centrales indiquées dans le tableau n'étaient pas publiquement disponibles et les valeurs ont par conséquent été estimées à partir des émissions de  $\text{CO}_2$  et du rendement de centrales analogues.

#### Colombie-Britannique

Certaines valeurs déclarées pour la Colombie-Britannique ne sont pas cohérentes. Par exemple, la centrale thermique de Burrard est une centrale classique au gaz naturel qui a produit 456 GWh d'électricité [26]. La consommation de chaleur de cette centrale pour les années 1999 et 2000, calculée à partir de données sur la production et l'apport d'énergie indiquées dans une analyse avantages-coûts de l'installation effectuée en 2001 [27], était d'environ 10 000 BTU/kWh, ce qui est la norme pour les centrales de ce type. L'utilisation de ce taux, de la valeur citée pour la production et soit de coefficients d'émission de  $\text{CO}_2$  typiques [28], soit de l'intensité déclarée des émissions de  $\text{CO}_2$  [27] a produit comme résultat des émissions de  $\text{CO}_2$  se situant entre 239,4 et 244,8 kt  $\text{CO}_2$ . La valeur déclarée au PDGES pour les émissions de  $\text{CO}_2$  de la centrale de Burrard en 2005 n'était que de 68,1. Cette valeur n'est manifestement pas cohérente par rapport à la production déclarée par la BC Hydro. Il ressort clairement d'une analyse des émissions de  $\text{CO}_2$  déclarées au PDGES et de la production déclarée par la BC Hydro que cette incohérence dans les données s'étend sur plusieurs années. Il semblerait que les valeurs relatives aux GES signalées par la BC Hydro soient rajustées en fonction de mesures globales de réduction des GES [29].

Les données sur la production de l'autre centrale à turbine à vapeur, Duke Energy Gas Transmission — McMahon Cogeneration Plant, exploitée en Colombie-Britannique en 2005 ont été obtenues en rajustant le rendement thermique de telle sorte que la production totale des centrales à turbine à vapeur corresponde à la

valeur déclarée [2]. Enfin, les deux centrales à turbine à combustion étudiées étaient probablement celles dont la production était la plus élevée parmi les centrales de la Colombie-Britannique faisant appel à cette technologie. Un certain nombre de centrales à combustion interne ont été exploitées dans cette province en 2005 pour fournir de l'électricité de réserve ou répondre à la demande de pointe, mais elles n'ont pas été prises en compte dans le présent rapport, aucune information à leur égard n'étant disponible. La différence relative totale pour chaque technologie était inférieure à 1 %.

### Méthodes d'estimation

#### Gaz naturel

Selon la section 1.4 de l'AP-42 [30], les émissions de CO<sub>2</sub> causées par la combustion de gaz naturel peuvent être estimées, peu importe la technologie, en supposant une conversion à 100% du carbone présent dans le combustible en CO<sub>2</sub>, en utilisant le coefficient d'émission suivant:

$$F = 3,67\gamma CD$$

où :  $F$  est le coefficient d'émission (lb/10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup> std);  $\gamma$  correspond à la conversion du carbone présent dans le combustible en CO<sub>2</sub>;  $C$  est la teneur en carbone du combustible (0,76);  $D$  est la densité du combustible (4,2 x 10<sup>4</sup> lb/10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup> std).

Le coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> de la combustion du gaz naturel est:

$$F = 1,171 \times 10^5 \text{ lb/10}^6 \text{ pi}^3 \text{ std}$$

La consommation de gaz naturel peut être estimée à partir des émissions de CO<sub>2</sub> au moyen de la relation suivante:

$$Q = \frac{E_{CO_2}}{F}$$

où:  $E_{CO_2}$  correspond aux émissions de CO<sub>2</sub> (lb);  $Q$  correspond à la consommation de gaz naturel (millions de pi<sup>3</sup> std);  $F$  est le coefficient d'émission (lb/10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup> std). Si les coefficients d'émission sont basés sur le volume (lb/10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup> std), pour les convertir en quantité d'énergie (lb/MMBTU), il faut les diviser par le pouvoir calorifique du combustible (1 020 MMBTU/10<sup>6</sup> pi<sup>3</sup> std pour le gaz naturel, selon AP-42, chapitre 1, section 4).

La production peut être estimée en multipliant la consommation de combustible par le pouvoir calorifique du combustible ( $H$ ) et en tenant compte du rendement thermique ( $\eta$ ):

$$G = QH\eta$$

À partir des unités couramment utilisées pour les quantités en question, et en introduisant les facteurs de conversion correspondants, on obtient la formule suivante :

$$G = \frac{E_{CO_2}}{0,45359} \frac{1020}{1,171 \times 10^5} \left( \frac{1055,056}{3,6} \right) \eta$$

où  $G$  est en MWh,  $E_{CO_2}$  est en tonnes et  $\eta$  est adimensionnel.

#### Mazout

Selon la section 1.3 de l'AP-42, les émissions de CO<sub>2</sub> causées par la combustion de produits pétroliers liquides peuvent être estimées, peu importe la technologie, en supposant une conversion à 99% du carbone présent dans le combustible en CO<sub>2</sub>, en utilisant les coefficients d'émission suivants:

Type de combustible	%C	Densité lb/gal	Coefficient d'émission	
			lb/10 <sup>3</sup> gal	kg/m <sup>3</sup>
No 1 (kérosène)	86,25	6,88	21 500	2 580
No 2 (diesel)	87,25	7,05	22 300	2 676
No 6 à faible t. en S	87,26	7,88	25 000	3 000
No 6 à t. élevée en S	85,14	7,88	24 400	2 928

La consommation de mazout peut être estimée à partir des émissions de CO<sub>2</sub> au moyen de la formule suivante :

$$Q = \frac{1000E_{CO_2}}{F}$$

où:  $E_{CO_2}$  correspond aux émissions de CO<sub>2</sub> (t);  $Q$  correspond à la consommation de mazout (m<sup>3</sup>);  $F$  est le coefficient d'émission (kg/m<sup>3</sup>) tiré du tableau précédent.



La production en MWh est ensuite estimée à partir de la relation suivante :

$$G = \frac{E_{CO_2}}{F} \frac{H\eta}{3,6}$$

où  $H$  est le pouvoir calorifique en MJ/m<sup>3</sup> et  $\eta$  est le rendement thermique (adimensionnel). Les valeurs du pouvoir calorifique étaient différentes pour chaque province canadienne [2].

### Combustibles solides

La consommation de combustibles solides pour la production d'électricité peut être estimée à partir des émissions de CO<sub>2</sub> en utilisant la formule suivante :

$$Q = \frac{1000E_{CO_2}}{F}$$

où :  $E_{CO_2}$  correspond aux émissions de CO<sub>2</sub> (t);  $Q$  correspond à la consommation de combustible solide (t);  $F$  est le coefficient d'émission (kg/t).

La production d'électricité en MWh à partir de combustibles solides peut être estimée au moyen de la relation suivante :

$$G = \frac{E_{CO_2}}{F} \frac{H\eta}{3,6}$$

où  $H$  est le pouvoir calorifique en MJ/t et  $\eta$  est le rendement thermique (adimensionnel). Les valeurs du pouvoir calorifique étaient différentes pour chaque province canadienne, quoique des valeurs nationales ont été prises en considération [2].

### Charbons subbitumineux et bitumineux

Selon la section 1.1 de l'AP-42, les émissions de CO<sub>2</sub> causées par la combustion de charbon subbitumineux et bitumineux pour la production d'électricité peuvent être estimées, peu importe la technologie, en supposant une conversion à 99 % du carbone présent dans le combustible en CO<sub>2</sub>, en utilisant les coefficients d'émission suivants :

Type de combustible	%C	Conversion	Coefficients d'émission	
			lb/t courte de charbon	kg/t
Subbitumineux	66,3	72,6	4 810	2 405
Bitumineux fortement volatil	75,9	72,6	5 510	2 755
Bitumineux moyennement volatil	83,2	72,6	6 040	3 020
Bitumineux faiblement volatil	86,1	72,6	6 250	3 125

### Lignite

Selon la section 1.7 de l'AP-42, les émissions de CO<sub>2</sub> produites par la combustion de lignite pour la production d'électricité peuvent être estimées, peu importe la technologie, en supposant une conversion à 99 % du carbone présent dans le combustible en CO<sub>2</sub>, en utilisant les coefficients d'émission suivants :

Type de combustible	%C	Conversion	Coefficients d'émission	
			lb/t courte de charbon	kg/Mg
Lignite	63,36	72,6	72,6 X C = 4 600	2 300

Si la valeur %C est inconnue, une valeur par défaut de 4 600 lb par tonne courte peut être utilisée pour le coefficient d'émission de CO<sub>2</sub>.

### Coke

Les émissions de CO<sub>2</sub> causées par la combustion de coke pour la production d'électricité peuvent être estimées en utilisant un coefficient de 102,12 kg/MMBTU [31]. Pour convertir cette valeur en masse, il faut la multiplier par un pouvoir calorifique de 27,965 MMBTU/t [32].

## Références

- [1] Commission de coopération environnementale (CCE). 2004. *Les émissions atmosphériques des centrales électriques nord-américaines*. <[www.ccc.org/Page.asp?PageID=122&ContentID=2600&SiteNodeID=437](http://www.ccc.org/Page.asp?PageID=122&ContentID=2600&SiteNodeID=437)>.
- [2] United States Energy Information Administration (US EIA). 2010. *Electricity Explained: How Electricity is Delivered to Consumers*. <[http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity\\_delivery](http://tonto.eia.doe.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_delivery)>. Consulté le 30 septembre 2010.
- [3] US EIA. 2010. *International Energy Outlook 2010*. <[www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/electricity.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/electricity.html)>. Consulté le 30 septembre 2010.
- [4] Agence internationale de l'énergie (AIE). 2007. *World Energy Outlook 2006*. AIE/Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). <[www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf)>.
- [5] US EIA. *International Energy Statistics*. <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=2>>. Consulté le 5 octobre 2010.
- [6] Ressources naturelles Canada. *Sources d'énergie*. <[www.rncan.gc.ca/eneene/sources/eleele/abofai-fra.php](http://www.rncan.gc.ca/eneene/sources/eleele/abofai-fra.php)>. Consulté le 19 septembre 2010.
- [7] Environnement Canada. Site Web sur l'eau : <[www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=CD467AE6-1](http://www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=CD467AE6-1)>. Consulté le 5 septembre 2010.
- [8] AIE. 2007. *Key World Energy Statistics 2007*. <[www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/key\\_stats\\_2007.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2007/key_stats_2007.pdf)>.
- [9] Statistique Canada. 2007. *Production, transport et distribution d'électricité, 2005*. Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie, Section de l'énergie. N° 57-202-XIF au catalogue.
- [10] Statistique Canada. 2004. *Production, transport et distribution d'électricité, 2002*. Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie, Section de l'énergie. No 57-202-XIB au catalogue.
- [11] Castro S., G. *Radiografía de la Electricidad en México*. Publié en ligne le 12 mars 2007 : <[www.ecoport.net/content/view/full/67368](http://www.ecoport.net/content/view/full/67368)>. Consulté le 1<sup>er</sup> septembre 2010.
- [12] Comisión Federal de Electricidad. 2006. *Informe Anual 2005*. <[www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Documents/INFORMECEFE2005.pdf](http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Documents/INFORMECEFE2005.pdf)>. Consulté le 19 septembre 2010.
- [13] Secretaría de Energía (Sener). 2006. *Prospectiva del sector eléctrico, 2006–2015*. <[www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/prospectelec2006.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/prospectelec2006.pdf)>. Consulté le 19 septembre 2010.
- [14] Sener. 2006. *Balance Nacional de Energía 2005*. <[www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/balance2005.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/balance2005.pdf)>.
- [15] US EIA. *Overview—Generating Capability/Capacity*. <[www.eia.gov/cneaf/electricity/page/prim2/chapter2.html](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/page/prim2/chapter2.html)>. Consulté le 20 septembre 2010.
- [16] United States Department of Energy (US DOE), *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*. DOE/EIA-0562(00). Distribution Category UC-950. <[www.eia.gov/cneaf/electricity/chg\\_stru\\_update/update2000.pdf](http://www.eia.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/update2000.pdf)>.
- [17] US DOE, US EIA. 2007. *Electric Power Annual 2006*. DOE/EIA-0348.
- [18] US Environmental Protection Agency (US EPA). 2010. *Climate change, US Policy and Basic Information*. <<http://epa.gov/climatechange/>>. Consulté le 10 octobre 2010.
- [19] GIEC. 2007. « Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change ». [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor et H.L. Miller (dir. pub.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York (NY), États-Unis.
- [20] AIE. 2007. *Energy Security and Climate Policy*. OCDE/AIE.
- [21] World Resources Institute. *World Greenhouse Gas Emissions: 2005*. <[www.wri.org/chart/world-greenhouse-gas-emissions-2005](http://www.wri.org/chart/world-greenhouse-gas-emissions-2005)>. Consulté le 19 février 2011.
- [22] Environnement Canada. 2010. *Rapport d'inventaire national, sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, 1990–2008*. Division des gaz à effet de serre. La proposition canadienne concernant la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

- [23] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat). 2009. *Cuarta Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Instituto Nacional de Ecología.
- [24] US EPA. 2010. *Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2007*. <[www.epa.gov/climatechange/emissions/usgginv\\_archive.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usgginv_archive.html)>.
- [25] Environnement Canada. *Inventaire national des rejets de polluants*. <[www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=B85A1846-1](http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=B85A1846-1)>. Ensemble de données pour l'année 2005, en date du 24 janvier 2010.
- [26] Environnement Canada. 2009. *Aperçu des mécanismes d'établissement d'un autre seuil de déclaration. Pollution et déchets: Consultations 2006–2008*. <[www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=ABE00FC6-1](http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=ABE00FC6-1)>. Consulté le 15 janvier 2011.
- [27] Environnement Canada. *Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre*. <[www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=8044859A-1](http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=8044859A-1)>. Ensemble de données pour l'année 2005, en date du 14 septembre 2009.
- [28] *Gazette du Canada*, vol. 143, n° 28, 11 juillet 2009: <<http://Canadagazette.gc.ca/rp-pr/p1/2009/2009-07-11/pdf/g1-14328.pdf#page=7>>.
- [29] Statistique Canada. *Centrales d'énergie électrique, 2006*. N° 57-206 au catalogue.
- [30] Vijay, Samudra, Molina, Luisa T. et Molina, Mario J. 2004. *Estimating Air Pollution Emissions from Fossil Fuel Use in the Electricity Sector in Mexico*. Établi par la CCE pour l' *Integrated Program on Urban, Regional and Global Air Pollution* du MIT. <[www.cec.org/Storage/56/4879\\_Estimating-AirPollutionEmmission-FossilFuel\\_en.pdf](http://www.cec.org/Storage/56/4879_Estimating-AirPollutionEmmission-FossilFuel_en.pdf)>.
- [31] CCE. 2009. *Estimación de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos por Uso de Combustibles Fósiles en el Sector Eléctrico Mexicano*. N/D: 241.04007.037.
- [32] Semarnat. 2011. *Inventario Nacional de Emisiones de México, 2005*. À paraître.
- [33] Alberto Cruzado Martínez. 2011. Conseiller auprès de la *Dirección General de Calidad del Aire y Registro de Transferencia de Contaminantes* du Semarnat. Communication personnelle.
- [34] Comisión Reguladora de Energía. 2010. *Tabla de permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica Administrados al 31 de Mayo de 2010* (version Excel). <[www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171](http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=171)>. Consulté le 15 juin 2010.
- [35] US DOE. 2006. *Electric Power Annual 2005*. DOE/EIA-0348, novembre 2006.
- [36] US EPA. 2010. *Emissions and Generation Resource Integrated Database*. Version 1.1. <<http://cfpub.epa.gov/egrid-web/view.cfm>>. Données pour l'année 2005. Consulté le 8 septembre 2010.
- [37] US EPA. 2010. *National Emissions Inventory*. <[www.epa.gov/ttnchie1/net/2005inventory.html](http://www.epa.gov/ttnchie1/net/2005inventory.html)>. « Point Facility Summary ». Consulté le 8 septembre 2011.
- [38] Statistique Canada. 2009. *Principaux indicateurs démographiques, Canada, provinces et territoires, 1981 à 2007*. <[www.statcan.gc.ca/pub/91-209-x/2004000/tab10-fra.htm](http://www.statcan.gc.ca/pub/91-209-x/2004000/tab10-fra.htm)>. Consulté le 18 février 2011.
- [39] Conapo. *Población 2006–2012*. <[www.conapo.gob.mx/prontuario2008/01.pdf](http://www.conapo.gob.mx/prontuario2008/01.pdf)>. Consulté le 18 février 2011.
- [40] Énergie NB. 2005. *Rapport de rendement environnemental, 2005*. <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB Power Environmental Performance Report 2005.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB%20Power%20Environmental%20Performance%20Report%202005.pdf)>.
- [41] Environnement Canada. 2009. *Tendance historique des émissions de mercure au Canada*. <[www.ec.gc.ca/pdb/websol/emissions/ap/ap\\_result\\_f.cfm?year=1985-2007&substance=hg&location=CA&sector=&submit=Search](http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/emissions/ap/ap_result_f.cfm?year=1985-2007&substance=hg&location=CA&sector=&submit=Search)>. Consulté le 5 octobre 2010.
- [42] Conseil canadien des ministres de l'Environnement. 2006. *Standards pancanadiens sur les émissions de mercure provenant des centrales électriques alimentées au charbon*. <[www.ccme.ca/assets/pdf/hg\\_epg\\_cws\\_w\\_annex\\_fr.pdf](http://www.ccme.ca/assets/pdf/hg_epg_cws_w_annex_fr.pdf)>. Consulté le 5 octobre 2010.
- [43] Mazzi, E., Glesman, S. et Bell, A. 2006. « Canada-wide Standards: Mercury Measurement Methodologies for Charbon-fired Power Plants ». Paper 15. EPRI-EPA-DOE-AW&MA *Power Plant Air Pollutant Control MEGA Symposium, 2006*, Baltimore, Maryland, États-Unis.

- [44] Énergie NB. 2003. *Rapport de rendement environnemental, 2002*.  
<[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/enviro2002\\_en.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/enviro2002_en.pdf)>.
- [45] US EPA. 2007. *Profile of the Fossil Fuel electric Power Generation Industry*. EPA Office of Compliance Sector Notebook Project. EPA/310-R-97-007.
- [46] Air & Waste Management Association. 2000. *Air Pollution Engineering Manual*. 2<sup>e</sup> éd., Wayne T. Davis (dir. pub.), John Wiley & Sons, Inc.
- [47] Cunningham, W.P. et Cunningham M.A. 2008. *Environmental Science, A Global Concern*. 10<sup>e</sup> éd., McGraw Hill.
- [48] US EPA. 1995. *AP-42, « Compilation of Air Pollution Emission Factors »*. 5<sup>e</sup> éd., vol. 1: *Stationary Point and Area Sources*.
- [49] US EPA. 2010. *Air Emissions*. <[www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/air-emissions.html](http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/air-emissions.html)>. Consulté le 5 octobre 2010.
- [50] Flagan, R.C., et Seinfeld, J.H. 1988. *Fundamentals of Air Pollution Engineering*. Prentice Hall.
- [51] Programme des Nations Unies pour l'environnement. 2010. *Process Optimization Guidance for Reducing Mercury Emissions from Coal Combustion in Power Plants*. Division Technologie, industrie et économie (DTIE), Direction des produits chimiques. <[www.unep.org/hazardoussubstances/Portals/9/Mercury/Documents/coal/UNEP%20Mercury%20POG%20FINAL%202010.pdf](http://www.unep.org/hazardoussubstances/Portals/9/Mercury/Documents/coal/UNEP%20Mercury%20POG%20FINAL%202010.pdf)>. Consulté le 11 février 2011.
- [52] US EPA. 2010. *Mercury Emissions*. <<http://cfpub.epa.gov/eroe/index.cfm?fuseaction=detail.viewInd&lv=list.listByAlpha&r=188199&subtop=341>>. Consulté le 11 février 2011.
- [53] US EPA. 2010. *Mercury Health Effects — Methylmercury*. <<http://www.epa.gov/hg/effects.htm>>. Consulté le 6 février 2011.
- [54] US EPA. 1997. « Mercury Study Report to Congress », vol. I: *Executive Summary*. EPA-425/R-97-003.
- [55] US EPA. *Particulate Matter: Health and Environment*. <[www.epa.gov/particles/health.html](http://www.epa.gov/particles/health.html)>. Consulté le 5 février 2011.
- [56] US EPA. 2010. *Where does Methane Come From? Sources and Emissions*. <[www.epa.gov/methane/sources.html](http://www.epa.gov/methane/sources.html)>. Consulté le 5 octobre 2010.
- [57] US EPA. 2010. *Methane and Nitrous Oxide Emissions from Natural Sources*. EPA-430-R-10-001.
- [58] US EPA. 2010. *Carbon Dioxide: Climate Change—Greenhouse Gas Emissions*. <[www.epa.gov/climatechange/emissions/co2.html](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/co2.html)>. Consulté le 5 octobre 2010.

## Références de l'annexe

- [1] SaskPower. *Annual Report 2005*. <[www.saskpower.com/news\\_publications/annual\\_reports.shtml](http://www.saskpower.com/news_publications/annual_reports.shtml)>.
- [2] Statistique Canada. 2007, *Production, transport et distribution d'électricité, 2005*, n° 51-202-XIF au catalogue.
- [3] Nova Scotia Power. *Carbon Disclosure Project: 2005-2010*. <[www.nspower.ca/en/home/environment/emissions/archived/default.aspx](http://www.nspower.ca/en/home/environment/emissions/archived/default.aspx)>. Consulté le 20 janvier 2011.
- [4] Énergie NB. 2005. *Environmental Performance Report, 2005*. <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB\\_Power\\_Environmental\\_Performance\\_Report\\_2005.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB_Power_Environmental_Performance_Report_2005.pdf)>.
- [5] Énergie NB. 2006. *Environmental Performance Report, 2006*. <[www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB\\_Power\\_Environmental\\_Performance\\_Report\\_2006\\_EN.pdf](http://www.nbpower.com/html/en/about/publications/performance/NB_Power_Environmental_Performance_Report_2006_EN.pdf)>.
- [6] Power Engineering International. *Bayside eyes merchant markets*. <[www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/57071/articles/power-engineering-international/volume-7/issue-9/features/bayside-eyes-merchant-markets.html](http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/57071/articles/power-engineering-international/volume-7/issue-9/features/bayside-eyes-merchant-markets.html)>. Consulté le 21 janvier 2010.
- [7] Renewable Energy Institute. *Combined Cycle Power Plants. Cogeneration Technologies*. <[http://cogeneration.net/Combined\\_Cycle\\_Power\\_Plants.htm](http://cogeneration.net/Combined_Cycle_Power_Plants.htm)>. Consulté le 21 janvier 2010.
- [8] Alstom, Ltd., Baden. 2010. *Gas Power Plants*. <[www.alstom.com/assetmanagement/DownloadAsset.aspx?ID=ec3b2f04-a7c4-4cc9-aa62-9fdcf6a075a1&version=6710944e60484b5f90c09a9d1eb1a5b56.pdf&lang=2057](http://www.alstom.com/assetmanagement/DownloadAsset.aspx?ID=ec3b2f04-a7c4-4cc9-aa62-9fdcf6a075a1&version=6710944e60484b5f90c09a9d1eb1a5b56.pdf&lang=2057)>.
- [9] Brian, K. Schimmoller. « Repowering and Retrofits: Building on Past Value ». *Power Engineering International*. <[www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/58058/articles/power-engineering/volume-104/issue-1/features/repowering-and-retrofits-building-on-past-value.html](http://www.powergenworldwide.com/index/display/articledisplay/58058/articles/power-engineering/volume-104/issue-1/features/repowering-and-retrofits-building-on-past-value.html)>. Consulté le 21 janvier 2011.
- [10] Ontario Power Generation (OPG). 2005. Rapport public. *Lakeview GS 43 years of service to the Province of Ontario*.
- [11] US EIA. 2010. *Electric Power Annual 2008*. Ann. A. Notes techniques. DOE/EIA-0348(2008). États-Unis.
- [12] OPG. 2009. Rapport public. *2009 Sustainable Development Report*.
- [13] Dominion Bond Rating Service. *EPCOR Power L.P. Rating Report*. 19 novembre 2008.
- [14] Statistique Canada. 2006. *Centrales électriques*. <[www.statcan.gc.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SurvId=2193&SurvVer=0&SDDS=2193&Instald=14395&InstaVer=8&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2](http://www.statcan.gc.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SurvId=2193&SurvVer=0&SDDS=2193&Instald=14395&InstaVer=8&lang=en&db=imdb&adm=8&dis=2)>.
- [15] Vermont Public Service Board. 2001. Rôles n<sup>os</sup> 6120 et 6460. *Prefiled Direct Testimony of Bruce Edward Biewald on behalf of The Vermont Department of Public Service*.
- [16] Hydro-Québec. *Combustibles fossiles*. <[www.hydroquebec.com/comprendre/autres-sources/fossile.html](http://www.hydroquebec.com/comprendre/autres-sources/fossile.html)>. Consulté le 24 janvier 2011.
- [17] Hydro-Québec. « Une énergie en pleine évolution ». *Rapport sur le développement durable 2005*.
- [18] Hydro-Québec. « Des femmes et des hommes d'énergie ». *Rapport annuel 2005*.
- [19] Environnement Canada. *Coefficients d'émission issus de l'inventaire des GES du Canada — Combustion des combustibles*. <[www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=AC2B7641-1](http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=AC2B7641-1)>. Consulté le 28 janvier 2011.
- [20] Ressources naturelles Canada. *Pertes à la cheminée pour le mazout n° 6*. <<http://oe.e.nrcan.gc.ca/industriel/info-technique/outils/chaudieres/mazout-lourd.cfm?attr=24>>. Consulté le 21 janvier 2011.
- [21] Stephen Connors, Katherine Martin, Michael Adams et Edward Kern « Future Electricity Supplies: Redefining Efficiency from a Systems Perspective ». *MIT Engineering Systems Symposium*. Mars 2004.
- [22] Hydro-Québec Distribution. *Plan d'approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes*. Ann. Demande R-3648-2007. Révisé : 2008-03-20.
- [23] Hydro-Québec. 2006. *Profil régional des activités d'Hydro-Québec-2005*. <[www.hydroquebec.com/publications/fr/profil\\_regional/pdf/profil\\_2005.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/profil_regional/pdf/profil_2005.pdf)>.
- [24] ATCO Power. Données fournies à la demande de la CCE.
- [25] Alberta Electric System Operator. *Market and System Reporting*. <[www.aeso.ca/market/8856.html](http://www.aeso.ca/market/8856.html)>. Consulté le 2 février 2011.
- [26] BC Hydro. *Annual Report 2005*. <[www.bchydro.com/about/company\\_information/reports/annual\\_report.html](http://www.bchydro.com/about/company_information/reports/annual_report.html)>.
- [27] Marvin Shaffer & Associates. 2001. *Multiple Account Benefit-Cost Evaluation of the Burrard Thermal Generating Plant*. <[www.sqwalk.com/BurrardReport.pdf](http://www.sqwalk.com/BurrardReport.pdf)>.
- [28] The Climate Registry. *Default Emissions Factors*. <[www.theclimateregistry.org/downloads/2010/08/Default-Emissions-Factors.xls](http://www.theclimateregistry.org/downloads/2010/08/Default-Emissions-Factors.xls)>. Consulté le 22 janvier 2011.
- [29] BC Hydro. *Annual Report 2006*. <[www.bchydro.com/about/company\\_information/reports/annual\\_report.html](http://www.bchydro.com/about/company_information/reports/annual_report.html)>.
- [30] US DOE, US EIA. *Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program Fuel Emission Coefficients*. <[www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/coefficients.html)>. Consulté le 25 janvier 2011.
- [31] US DOE. Oak Ridge National Laboratory/National Transportation Research Center. Annexe A. *Lower and Higher Heating Values of Gas, Liquid and Solid Fuels*. <[http://cta.ornl.gov/bedb/appendix\\_a/Lower-Higher\\_Heating\\_Values\\_for\\_Various\\_Fuels.xls](http://cta.ornl.gov/bedb/appendix_a/Lower-Higher_Heating_Values_for_Various_Fuels.xls)>. Consulté le 25 janvier 2011.







**Commission de coopération environnementale**  
393, rue St-Jacques Ouest, bureau 200  
Montréal (Québec) Canada H2Y 1N9  
t 514 350-4300 f 514 350-4314  
info@cec.org / www.cec.org

