

VOLET 1

PORTRAIT ET PISTES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC

PROJET DE RECHERCHE SUR LE POTENTIEL DE L'ÉCONOMIE
CIRCULAIRE SUR LA RÉDUCTION DE GAZ À EFFET DE SERRE
DES ÉMETTEURS INDUSTRIELS QUÉBÉCOIS



PARTENAIRES DE PROJET

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL



PARTENAIRES INDUSTRIELS



PROJET FINANCÉ PAR



AUTEURS-CONTRIBUTEURS

Pierre-Olivier Pineau, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

Philippe Gauthier, consultant en énergie et environnement

Johanne Whitmore, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

Daniel Normandin, Institut de l'environnement, du développement durable et de l'économie circulaire

Luc Beaudoin, Hydro-Québec

Julien Beaulieu, Centre de transfert technologique en écologie industrielle

PARTENAIRES UNIVERSITAIRES

Jean-Marc Frayet, Polytechnique Montréal

François Saunier, Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Polytechnique Montréal

Manuel Margni, CIRAIG, Polytechnique Montréal

Flavien Binet, CIRAIG, Polytechnique Montréal

PARTENAIRES INDUSTRIELS

Yves-Thomas Dorval, Conseil du patronat du Québec

Hélène Lauzon, Conseil patronal de l'environnement du Québec

Philippe Noël, Fédération des chambres du commerce du Québec

RELECTEURS DU MILIEU INDUSTRIEL

Anik Dubuc, Association de l'aluminium du Canada

René Drolet, Association canadienne du ciment

Sabrina Harbec, ArcelorMittal Exploitation minière Canada

Martin Laroche, Énergie Valero

Pierre Vézina, Conseil de l'industrie forestière du Québec

REMERCIEMENTS

Les auteurs et collaborateurs tiennent à remercier les organisations et personnes suivantes pour leurs soutien, contributions et commentaires :

- Samuel Morissette, ministère de l'Économie et l'innovation
- Benjamin Israël, Institut Pembina
- Mario Dubé, Nicolas Juneau, Vicky Leblond, Stéphane Legros et Stéphane Nolet, ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
- Annie-France Carrier, Environnement et Changement climatique Canada
- Kelly Folz, Yantao Liu et Bob Blain, Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles Canada
- Arthur de Robert, University of British Columbia
- Ismaël Cissé, Transition énergétique Québec

Ce projet de recherche a bénéficié du soutien financier du Fonds de recherche du Québec – Nature et technologies et du Fonds vert.

Le contenu de ce rapport n'engage que ses auteurs et d'aucune façon les individus et les organisations qui en ont fait une relecture et fourni des commentaires.

Pour citer le rapport : Pineau, P.-O., Gauthier, P., Whitmore, J., Normandin, D., Beaudoin, L. et Beaulieu, J. *Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre au Québec : Volet 1 - Projet de recherche sur le potentiel de l'économie circulaire sur la réduction de gaz à effet de serre des émetteurs industriels québécois*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2019.

Dépôt légal : 2019

ISBN : 978-2-9815589-2-3 (version PDF)

©2019 Chaire de gestion du secteur de l'énergie. Ce rapport n'engage que la responsabilité des auteurs.

Révision : Sylvie Dugas

Infographie : Brigitte Ayotte (Ayograph)

Table des matières

RÉSUMÉ	1
Constats	1
Pistes de réduction des émissions de GES.....	2
1. INTRODUCTION	3
1.1 Contexte et objectif de l'étude.....	3
1.2 Défis des émissions de GES industrielles.....	4
1.3 Organisation du rapport.....	6
Économie circulaire et GES – Concepts de base	7
2. LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GES AU QUÉBEC	11
2.1 Énergie et GES du secteur industriel	11
Déclarations obligatoires de GES des grands émetteurs	23
2.2 Considérations méthodologiques.....	25
Sources des données sur les émissions de GES	25
Le cas de la filière métallurgique.....	27
3. PROFILS SECTORIELS ET PROCÉDÉS ÉMETTEURS	29
3.1 Contexte	29
3.2 Exploitation minière et extraction de minerai de fer.....	30
GES de l'exploitation minière au Québec.....	32
3.3 Chaleur industrielle.....	33
GES provenant du secteur québécois des pâtes et papiers	34
GES provenant de la production des produits chimiques au Québec.....	35
GES provenant du secteur de la sidérurgie au Québec	36
GES provenant des autres secteurs manufacturiers au Québec	37
3.4 Production primaire d'alumine et d'aluminium	38
GES provenant de la filière de l'aluminium au Québec.....	39
3.5 Fabrication de ciment.....	40
GES provenant de la fabrication de ciment au Québec	41
3.6 Raffineries de pétrole	42
GES provenant du raffinage au Québec.....	44
3.7 Traitement et élimination des matières résiduelles.....	45
GES provenant des déchets au Québec	47
4. PERSPECTIVES TECHNOLOGIQUES DE RÉDUCTION	48
4.1 Contexte général.....	48
Caractéristiques des industries à forte intensité énergétique.....	48
Contexte international.....	49
Principales pistes technologiques.....	50
Technologies prometteuses à court et moyen terme.....	51

4.2 Extraction de minerai	52
Chargement et transport du minerai	52
Broyage du minerai	54
4.3 Chaleur industrielle	54
Pompes à chaleur	55
Vapeur améliorée	56
Compression mécanique de la vapeur (CMV)	57
Capteurs solaires thermiques	57
Biomasse	58
Technologies électrothermiques	59
Technologies de séparation membranaire	59
4.4 Capture et réutilisation des gaz	59
Principales technologies de capture de gaz	61
Coûts et limites	62
Inconvénients de la capture	63
Utilisation du CO ₂	63
Stockage et utilisation	63
Symbioses industrielles	65
4.5 Production primaire d'alumine et d'aluminium	67
4.6 Fabrication de ciment	67
Meilleure efficacité énergétique	69
Récupération de la chaleur résiduelle	69
Utilisation de carburants alternatifs	70
Modification de la composition du ciment	71
Capture et utilisation du carbone en cimenterie	72
4.7 Raffineries de pétrole	73
Amélioration des procédés	73
Cogénération	74
Gazéification intégrée à un cycle combiné	75
Colonne de distillation	75
Unité de cokéfaction	75
Capture et réutilisation du carbone en raffinerie	76
4.8 Traitement et élimination des matières résiduelles	76
Traitement en usine	78
Traitement au site d'enfouissement	79
Technologies plus avancées : gazéification et pyrolyse	80
4.9 Autres secteurs	81
5. PISTES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES	82
ANNEXE 1. COMPARAISON DES SOURCES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES	
DE DONNÉES D'ÉMISSIONS DE GES DES ÉMETTEURS	84
ANNEXE 2 : CLASSIFICATION DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS	87
ANNEXE 3. ILLUSTRATION DE LA FILIÈRE DE L'ACIER	88
BIBLIOGRAPHIE	89

Résumé

Les objectifs québécois de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) sont trop ambitieux pour que l'on puisse s'abstenir de se pencher sur les sources de ces émissions et les options de réduction qui sont à notre portée. Le secteur industriel – y compris les industries agricoles et celles spécialisées dans la gestion des matières résiduelles – génère 44 % des émissions québécoises de GES ; cependant, on mentionne moins souvent la contribution de ce secteur aux GES dans les discussions que celles des secteurs des transports et du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Le secteur des transports produit non seulement une grande quantité de GES, soit plus de 40 % des émissions du Québec, mais celles-ci sont en croissance (contrairement aux émissions industrielles, qui sont en décroissance). Le secteur des transports ne fait toutefois pas l'objet de ce rapport.

La diversité des sous-secteurs industriels rend le portrait des émissions de GES du secteur industriel particulièrement important, dans la mesure où les circonstances et les solutions envisageables sont très différentes d'une activité industrielle à une autre. Par ailleurs, les émissions industrielles ayant déjà diminué d'environ 20 % depuis 1990, il est essentiel de comprendre ce qui peut être fait dans ce secteur pour les réduire davantage sans nuire à l'économie. Dans les secteurs des transports et du bâtiment, l'éventail des solutions est en effet plus restreint et ces solutions sont souvent transposables, alors que c'est rarement le cas d'un sous-secteur industriel à un autre. Ce rapport présente une vue d'ensemble des émissions industrielles directes, ainsi qu'un portrait des principaux sous-secteurs industriels.

Constats

Outre l'importance des émissions industrielles directes de GES (**Constat 1**), quatre autres constats déterminants peuvent être tirés de ce portrait. **Constat 2** Les émissions industrielles directes de GES sont majoritairement non énergétiques (CO₂ ou CH₄ issus de procédés). La simple substitution énergétique (vers des énergies avec moins de carbone, voire sans) ne suffira donc pas. Une refonte des procédés et des approches en matière de gestion de l'énergie sera nécessaire pour atteindre les objectifs de réduction. **Constat 3** Ces émissions proviennent d'un grand nombre de différents sous-secteurs et acteurs, quelques grands émetteurs étant prédominants (chacun produisant plus d'un demi-million de tonnes par an) dans les secteurs du raffinage, des alumineries, de la sidérurgie et du ciment. Ces secteurs particuliers doivent donc être analysés, car leur transformation constitue un facteur clé dans l'atteinte des cibles de réduction de GES de 2030 et 2050. **Constat 4** Le sous-secteur des autres entreprises manufacturières, troisième émetteur en importance au sein du secteur industriel québécois, pose un défi important pour la décarbonisation puisqu'il regroupe des milliers de petites et moyennes entreprises (PME). Le nombre élevé d'acteurs qu'il faut accompagner et la diversité des procédés employés d'une usine à l'autre rendent plus complexes la gestion et la mise en œuvre de programmes ciblés pour ce sous-secteur. En revanche, comme ces acteurs sont établis à proximité des milieux urbains et que la source des émissions qu'ils produisent est principalement liée à une importante consommation d'énergie (surtout du gaz naturel) pour la production de chaleur, il est possible de réaliser des gains en adoptant des approches de symbiose industrielle et de récupération de chaleur. Enfin (**Constat 5**), une grande quantité d'émissions sont issues de la biomasse et sont concentrées dans le secteur des pâtes et papiers. Ces émissions sont pourtant pratiquement absentes des inventaires d'émissions de GES parce qu'elles sont « neutres », dans la mesure où elles proviennent de plantes qui, en repoussant, vont séquestrer le carbone émis.

La majorité des émissions de GES directes du secteur industriel proviennent de sources non énergétiques (procédés). Ainsi, la substitution vers des énergies sobres ou sans carbone ne suffira pas pour décarboniser le secteur.

Une panoplie impressionnante de technologies est déjà disponible pour réduire les émissions de GES. Elles sont passées en revue dans la section 4 de ce rapport. Les approches liées à la gestion de l'énergie et des ressources, qui permettraient également de réduire les GES, ne sont pas présentées dans le présent rapport parce qu'elles dépassaient le cadre de ce document. Le portrait des émissions dressé dans le présent rapport ainsi que la revue des solutions technologiques disponibles permettent de dégager quatre grandes pistes de réduction des émissions de GES, même en l'absence de coûts précis pour la mise en œuvre des solutions potentielles.

Pistes de réduction des émissions de GES

- 1. Chaleur : mieux la produire, mieux la réutiliser.** De nombreuses technologies visant à produire de la chaleur plus efficacement sont mises au point et commercialisées. Des thermopompes aux technologies solaires, ces solutions technologiques devraient faire l'objet d'efforts particuliers pour faciliter leur diffusion et leur adoption. Lorsque la chaleur est fatale (chaleur résiduelle non récupérée), des boucles devraient être créées pour la valoriser dans des applications industrielles complémentaires.
- 2. Matériaux de structure (ciment, acier, aluminium).** Des efforts importants devraient être déployés pour améliorer l'utilisation et le réemploi de ces matériaux. En outre, ces trois industries majeures au Québec devraient faire l'objet d'analyses plus poussées pour favoriser l'implantation de technologies réductrices d'émission, tout en explorant les avenues de symbioses industrielles permettant de valoriser au maximum les intrants et extrants de ces chaînes de production – dans une philosophie d'économie circulaire.
- 3. Regroupements d'initiatives.** Dans le secteur manufacturier, les coûts liés à la réduction d'émissions de GES peuvent être ou paraître plus élevés à cause du grand nombre de petites et moyennes entreprises. L'éclatement de ce secteur très diversifié limite également l'analyse des possibilités de décarbonisation. Le regroupement d'initiatives, le partage de ressources et les approches communes offrent cependant des occasions de surmonter les obstacles, de mieux cibler les priorités et de réduire les GES dans ce secteur.
- 4. Agriculture et déchets : gestion du méthane et des engrais.** L'analyse des émissions agricoles dépasse le cadre du présent portrait. Mais vu l'importance des émissions de méthane (CH_4) et de protoxyde d'azote (N_2O) produites par le milieu agricole, ainsi que de méthane dans le secteur de la gestion des déchets, des approches plus explicites doivent être élaborées pour gérer et réduire ces émissions.

L'analyse du potentiel de réduction d'émissions de GES (directes et indirectes) lié à la mise en œuvre de stratégies d'économie circulaire dans ces secteurs industriels sera présentée dans un deuxième rapport, dans le cadre du présent projet de recherche.

1. Introduction

1.1 Contexte et objectif de l'étude

Le Québec s'est doté d'ambitieux objectifs de réduction d'émissions de GES pour 2030 et 2050. La production d'électricité de la province étant déjà décarbonisée, les émissions de GES proviennent essentiellement de trois grands secteurs : les transports, le bâtiment et l'industrie. En ce qui concerne les deux premiers, leurs émissions sont avant tout liées au mode de vie de la population et à des choix logistiques (modes de transport et types de bâtiment). Très peu de richesse est directement générée par la combustion d'énergie fossile liée à ces émissions, qui sont plutôt associées au niveau de revenu et aux choix de consommation. Par contre, pour ce qui est du secteur industriel¹, la dynamique est toute autre : les émissions de combustion et de procédés sont intimement liées à la productivité et à la création de valeur. Une réduction des émissions de GES de 37,5 % en 2030 et d'au moins 80 % en 2050 sous le niveau de 1990 exige, dans une large mesure, des reconfigurations industrielles beaucoup plus substantielles que dans les secteurs des transports et du bâtiment.

L'objectif global du projet de recherche *Potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serre associé à l'économie circulaire pour les émetteurs industriels québécois* est d'évaluer le potentiel de réduction d'émissions industrielles de GES, directes et indirectes, associé à la mise en œuvre de mesures d'économie circulaire et d'écologie industrielle. Le présent rapport, qui tente de répondre à cette question, constitue la première partie de ce projet de recherche.

Le défi de la réduction des émissions industrielles au Québec est d'autant plus crucial que celles-ci sont proportionnellement plus importantes que dans le reste du Canada et dans le monde. Ainsi, près de 24 % des émissions québécoises proviennent des industries manufacturières et des procédés industriels, alors que cette proportion n'est que de 14 % au Canada (ECCC, 2018). Si l'on inclut toutes les industries, dont les industries agricoles et celle de la gestion des déchets, la part des émissions québécoises issues du secteur industriel grimpe à 39 % (ou 44 % selon la manière d'effectuer les regroupements industriels ; voir graphique 4 et annexe 2). Cela sans compter que les émissions des industries manufacturières et des procédés industriels ont déjà reculé de 23 % entre 1990 et 2016 au Québec, alors que le reste des émissions est resté stable. Pour continuer à réduire les émissions industrielles sans nuire à l'économie, il est impératif de bien saisir les options qui s'offrent à l'industrie.

Le changement de paradigme proposé par l'économie circulaire peut entraîner des réductions de GES substantielles pour le secteur industriel puisque, selon un récent rapport (*Circle Economy*, 2019), moins de 10 % des flux de matières seraient présentement bouclés à l'échelle globale. Le Pôle québécois de concertation sur l'économie circulaire, qui rassemble les acteurs québécois de cette transition, définit l'économie circulaire comme un « système de production, d'échange et de consommation visant à optimiser l'utilisation des ressources à toutes les étapes du cycle de vie d'un bien ou d'un service, dans une logique circulaire, tout en réduisant l'empreinte environnementale et en contribuant au bien-être des individus et des collectivités » (EDDEC, 2018 ; voir encadré 1). Les filières de recyclage, le reconditionnement, les synergies et les symbioses industrielles de même que l'économie de fonctionnalité sont quelques-unes des stratégies visant à opérationnaliser l'économie circulaire.

¹ Dans le cadre de notre étude sur les émissions industrielles de GES, les secteurs d'activité faisant partie du secteur industriel sont les suivants : agriculture, foresterie, exploitation minière, construction, autres fabrications, pâtes et papiers, ciment, raffinage pétrolier, produits chimiques, sidérurgie, fonte et affinage de métaux non ferreux et gestion des déchets.

Le projet de recherche dans lequel s'inscrit le présent rapport couvre les grands émetteurs du secteur industriel (émissions annuelles supérieures à 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ (t éq. CO₂), ainsi que les émissions de l'industrie agricole (10 % des émissions québécoises) et celles de l'industrie de la gestion des déchets (5 % des émissions québécoises). La principale question à laquelle ce projet vise à répondre est la suivante :

Quel est le potentiel de réduction d'émissions de GES des émetteurs industriels québécois associé à la mise en œuvre d'une plus grande circularité des ressources dans leur organisation économique ?

Le projet propose deux volets d'analyse, dont le premier – sous la forme du présent rapport –, consiste à dresser un portrait des émissions industrielles de GES au Québec. Le deuxième volet présentera l'analyse du potentiel de réduction des GES dans une perspective d'économie circulaire.

Le portrait des émissions industrielles de GES présenté ici se fonde sur une analyse globale et par sous-secteurs des inventaires d'émissions de GES du Québec, ainsi que sur les registres des émissions de GES des grands émetteurs. Une correspondance entre les sources d'énergie utilisées et les émissions de GES produites est également établie. Il faut mentionner que dans le cadre de cette analyse, l'accent a été mis sur les émissions directes associées au secteur industriel. Les solutions plus systématiques englobant l'ensemble des émissions produites durant le cycle de vie des produits seront abordées dans le deuxième rapport.

1.2 Défis des émissions de GES industrielles

Les émissions de GES du secteur industriel sont sans doute les plus complexes et les moins bien connues de tous les secteurs, en partie à cause d'un accès limité à des données désagrégées. Les GES du secteur des transports sont clairement associés aux véhicules, encore presque entièrement propulsés à l'aide de produits pétroliers. Les émissions du secteur du bâtiment sont liées au chauffage, pour lequel on brûle encore des hydrocarbures ou de la biomasse. Dans ces deux cas, les solutions pour réduire les GES sont relativement faciles à cerner, à défaut d'être toujours faciles à mettre en place. Il suffit d'avoir des systèmes de transport et des bâtiments plus performants ou de les convertir à des sources d'énergie moins émettrices.

Dans le secteur industriel, cependant, il existe de multiples sous-secteurs, chacun ayant ses particularités. Les émissions ne sont pas seulement liées aux hydrocarbures, comme c'est le cas des secteurs des transports et du bâtiment, mais aussi à des procédés émetteurs. Ces procédés n'émettent pas que du carbone sous forme de CO₂, mais aussi sous forme de méthane (CH₄) et d'autres GES moins connus, comme le protoxyde d'azote (N₂O), les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF₆) et le trifluorure d'azote (NF₃).

Les émissions de GES du secteur industriel sont importantes en volume, mais aussi pour le fonctionnement de l'économie, du moins dans sa configuration actuelle. S'il est impératif d'analyser le potentiel de réduction de ces émissions, il l'est tout autant de le faire de la manière la plus réaliste, constructive et productive possible.

Comme souligné plus haut, le présent rapport vise deux objectifs. Tout d'abord, aider à mieux comprendre les émissions de GES industrielles au Québec, en en dressant un portrait le plus fidèle possible à partir des données publiques. Ensuite, dégager les pistes de solutions qui s'offrent pour les réduire, pour mieux appréhender le champ des actions possibles.

Nous ne pouvons évidemment pas prétendre atteindre pleinement ce deuxième objectif, vu le nombre et la complexité des solutions possibles. Nous avons cependant tenté de couvrir les avenues technologiques qui s'offrent aux industries. Comme schématisé dans le graphique ci-

dessous, trois niveaux d'intervention sont envisageables pour réduire les émissions de GES : (1) mieux gérer l'énergie et les processus ; (2) introduire de nouvelles technologies ; et finalement (3) revoir de fond en comble les systèmes et adopter des principes d'économie circulaire. Évidemment, le recours à des énergies non émettrices représente une partie intégrante de ces trois niveaux d'action.

Ces approches ne sont pas mutuellement exclusives au contraire, car il faudra adopter les trois si nous voulons gagner notre lutte contre les changements climatiques. En effet, au fur et à mesure qu'on passe à un niveau supérieur d'intervention, les investissements s'accroissent, tant en ce qui a trait aux ressources financières ou humaines. Mais les retombées et les gains potentiels augmentent aussi et sont plus permanents et systémiques dans l'entreprise et l'économie.

Dans le présent rapport, nous nous concentrons surtout sur le deuxième niveau d'intervention : les nouvelles technologies, qui permettent de réduire les émissions de GES sans changer l'écosystème des entreprises. L'approche d'une meilleure gestion de l'énergie et des processus (niveau 1) n'est pas à négliger, mais elle ne sera pas abordée dans le cadre de cette étude.

Dans un rapport à venir (volet 2 du projet), nous explorerons le niveau 3, celui de la refonte des écosystèmes industriels et de l'économie circulaire, en vue de cerner le potentiel de réduction des émissions de GES de l'industrie québécoise.

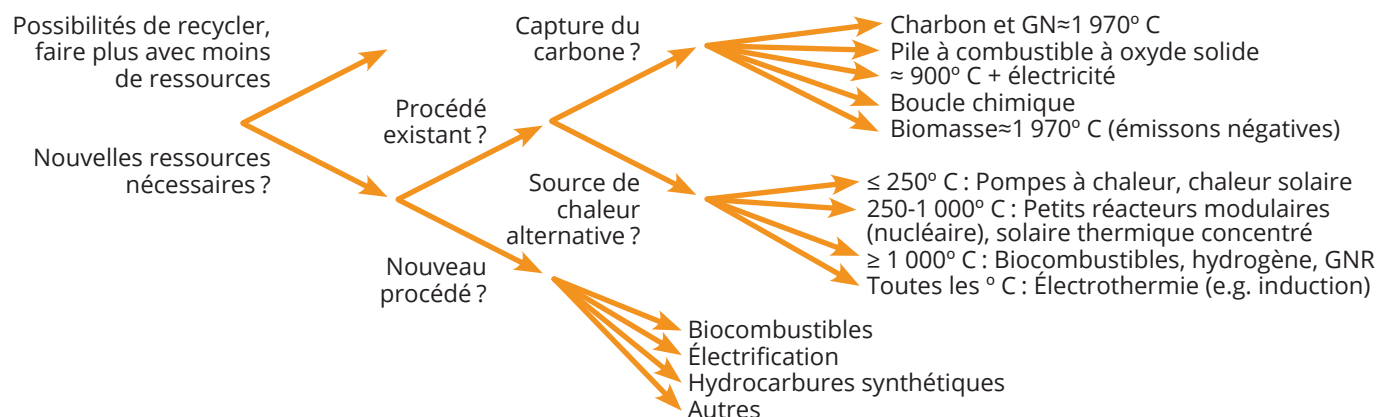
GRAPHIQUE 1 • NIVEAUX D'INTERVENTION POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DES GES DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL



Source : Graphique préparé par les auteurs.

La chaîne de questionnement (voir graphique 2, ci-dessous), proposée par Bataille et coll. (2018), permet d'envisager différemment la décarbonisation de l'industrie. Peut-on réduire à la source les quantités de matériaux utilisés (notre niveau 3)? Si ce n'est pas possible, alors existe-t-il de nouveaux procédés, de nouvelles technologies (notre niveau 2)? S'il n'y en a pas, peut-on utiliser des sources d'énergie à moindre teneur en carbone ou capturer et stocker le carbone (niveau 2 et 1)? Évidemment, comme les niveaux ne sont pas toujours parfaitement définis, ils peuvent se chevaucher, s'inverser ou s'amalgamer.

GRAPHIQUE 2 • ARBRE DÉCISIONNEL DE DÉCARBONISATION DANS LES INDUSTRIES



Source : Graphique tiré de Bataille et coll., 2018

1.3 Organisation du rapport

Le rapport est présenté de la manière suivante. La section 2 offre un portrait global des émissions industrielles de GES au Québec, ainsi que des considérations d'ordre méthodologique. La section 3 décrit les profils sectoriels et les divers sous-secteurs industriels afin mieux comprendre les procédés émetteurs, de même que la situation québécoise en particulier. Dans la section 4, les perspectives technologiques de réduction sont traitées plus en détail, ouvrant la voie à des pistes de solution. Celles-ci sont commentées dans la section 5.

Économie circulaire et GES – Concepts de base

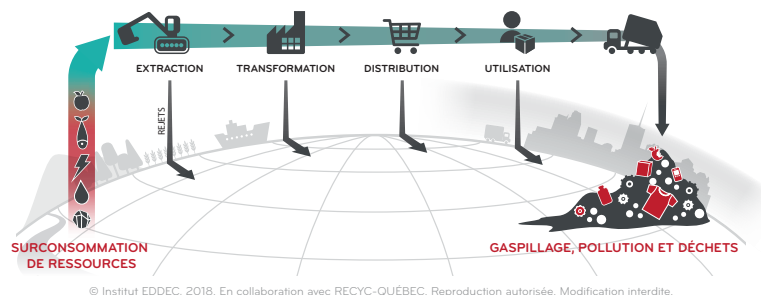
Le Pôle de concertation québécois sur l'économie circulaire définit l'économie circulaire comme « un système de production, d'échange et de consommation visant à optimiser l'utilisation des ressources à toutes les étapes du cycle de vie d'un bien ou d'un service, dans une logique circulaire, tout en réduisant l'empreinte environnementale et en contribuant au bien-être des individus et des collectivités ».

L'économie circulaire s'oppose à l'économie linéaire (voir graphique 3), ce dernier modèle reposant sur le continuum « extraire – produire – consommer – jeter ». Depuis les débuts de l'ère industrielle, l'optimisation continue de ce modèle a permis de rendre accessible un nombre sans cesse croissant de produits au plus faible coût possible. Or, ce modèle est confronté à une limite : celle de la capacité physique de la planète de soutenir et de s'adapter à ce modèle extractif. Le modèle linéaire sous-entend l'utilisation d'une quantité grandissante de ressources pour répondre aux besoins d'une population croissante, dont le niveau de consommation global est en hausse. Cette extraction massive de ressources, de même que leur transformation, leur consommation et la fin de leur vie utile, a des répercussions sur l'environnement, notamment sur les émissions de GES. On estime que 62 % des GES totaux seraient émis durant les phases d'extraction et de transformation des ressources, ainsi que lors de la fabrication des produits (*Circle Economy*, 2019).

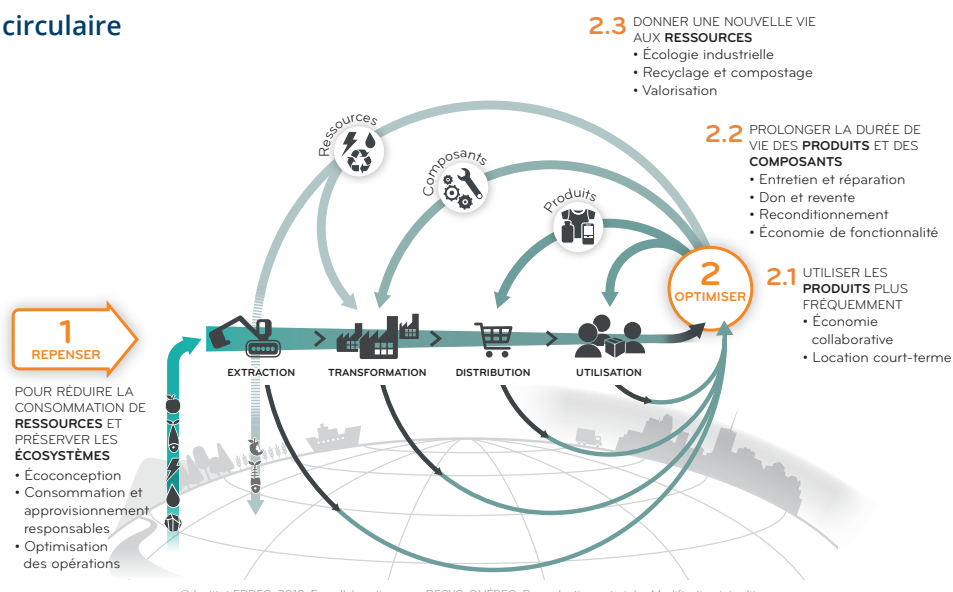
La quantité de ressources sur terre étant limitée et leur accès étant conditionné par leur disponibilité (physique et sociale), il sera difficile – sans hypothéquer considérablement les générations à venir – de répondre aux besoins d'une classe moyenne qui devrait pratiquement doubler à l'échelle mondiale d'ici 2030 (Kharas, 2011).

GRAPHIQUE 3 • ILLUSTRATION DES PRINCIPALES DIFFÉRENCES ENTRE LES MODÈLES ÉCONOMIQUES LINÉAIRE ET CIRCULAIRE

L'économie linéaire



L'économie circulaire



Source : Institut EDDEC, 2019

L'économie circulaire propose de mettre en œuvre un ensemble de stratégies qui visent à éliminer le gaspillage de ressources et à augmenter la productivité lors des phases d'extraction et de transformation. Pour ce faire, l'économie circulaire compte, entre autres, sur de nouveaux modes de production et de consommation et sur l'arrivée de nouvelles technologies et approches, telles que les technologies propres, l'intelligence artificielle, la gestion des données massives et les plateformes numériques.

L'économie circulaire repose sur une douzaine de stratégies regroupées en quatre catégories (voir graphique 3). La première de ces catégories vise à **réduire, en amont, la quantité de ressources consommées et à préserver les écosystèmes**. Pour ce faire, cette catégorie de stratégies s'appuie sur :

- **L'écoconception** : intégration de critères environnementaux dès la conception du produit. C'est à cette étape que les matériaux sont sélectionnés. On privilégiera, entre autres, des matériaux à contenu recyclé, non toxique et recyclable. On visera également à réduire, autant que faire se peut, la quantité de ressources utilisée dans la fabrication même du produit. On pourra aussi s'assurer que le produit puisse remplir plusieurs fonctions de manière à éviter la fabrication d'autant de produits que de fonctions à remplir. Par exemple, au-delà de sa fonction de communication, le téléphone intelligent remplit une multitude d'autres fonctions (GPS, caméra, lecteur de musique, etc.), ce qui permet d'éviter la fabrication d'autant de produits. On privilégiera un assemblage de composantes qui facilitera la réparation et le désassemblage.
- **L'approvisionnement responsable** concerne l'intégration du développement durable et de la responsabilité sociétale aux processus d'acquisition des organisations privées et publiques. Il consiste à intégrer des critères environnementaux, sociaux et économiques aux processus d'achat des biens et services, comme moyen de réduire l'impact sur l'environnement, d'augmenter les bénéfices sociaux et de renforcer la durabilité économique des organisations, tout au long du cycle de vie des produits (ECPAR, 2019).
- **L'optimisation des opérations** intègre, par exemple, la minimisation et la réutilisation des chutes de production, l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies de production, telle que la fabrication « additive » (impression 3-D), qui requièrent moins de ressources pour la fabrication d'une composante ou d'une pièce que la traditionnelle fabrication dite « soustractive » (usinage, moulage par injection, assemblage par soudage, collage, etc.).

La seconde catégorie de stratégies vise **l'intensification de l'usage** des produits en circulation dans le marché. Cette catégorie comporte deux stratégies :

- **L'économie collaborative**, aussi appelée *économie du partage*, repose sur le partage ou l'échange entre particuliers de biens, de services ou de connaissances, avec ou sans échange d'argent, par le biais ou non de plateformes numériques, quoique ces dernières ont littéralement fait exploser l'économie collaborative depuis les dix dernières années. Au-delà des plateformes les plus connues, soit Uber et AirBnB, il existe actuellement des milliers de plateformes à travers le monde, et ce marché continue d'être en forte croissance (FEM, 2019).
- **La location à court terme** constitue également une autre voie d'intensifier l'usage de produits existants. Elle peut s'appliquer autant aux particuliers qu'aux entreprises et permet d'éviter, tout comme l'économie collaborative, la production d'unités sous-utilisées.

La troisième catégorie de stratégies vise **l'allongement de la durée d'usage** des produits et des composantes. On retrouve dans cette catégorie des stratégies traditionnelles et d'autres plus innovantes :

- **L'entretien et la réparation** des produits, équipements et composants sont des stratégies traditionnelles pratiquées à la fois par les particuliers et l'industrie, notamment pour les voitures, les flottes de camions lourds, les équipements industriels ou les aéronefs.

- **Le don et la revente** permettent également à divers produits et équipements de trouver une nouvelle vie. Ces pratiques sont en hausse, notamment grâce à la mise en œuvre de plateformes numériques dédiées telles que Kijiji, LesPac ou Craigslist.
- **Le reconditionnement**, qui consiste à remettre à neuf des produits, des équipements ou des composants, est par ailleurs une pratique courante dans certaines industries (aéronautique, automobile, pâtes et papiers, pétrolière, etc.). Certains produits de consommation commencent à en faire l'objet également, que l'on pense aux ordinateurs et les téléphones portables.
- **L'économie de fonctionnalité** est une stratégie novatrice qui consiste, pour une entreprise manufacturière, à vendre l'usage (ou la performance) d'un produit ou d'un équipement plutôt que le produit ou l'équipement lui-même. Cette stratégie permet à l'entreprise de conserver son « capital matière » et d'être moins vulnérable, du moins en partie, à la volatilité du cours des matières premières tout en contractualisant sa relation avec un client sur un horizon défini. Pour maximiser ses profits, une entreprise qui adopte cette stratégie aura avantage à offrir des produits qui sont résistants, réparables et dont les composants sont réutilisables et recyclables.

La quatrième catégorie de stratégies vise, entre autres, à donner une nouvelle vie aux ressources. On y trouve :

- **L'écologie industrielle**, qui regroupe elle-même un ensemble de stratégies inspirées des cycles naturels et fondées sur le bouclage des flux de matières et d'énergie, qui permet aux entreprises et aux organisations d'optimiser l'utilisation des ressources. On cherche, par exemple, à créer des « synergies de substitution », où les résidus ou coproduits d'une entreprise peuvent servir d'intrants à une autre et réduire ainsi les besoins de cette dernière en matières premières vierges. Selon ce principe, une entreprise pourrait, par exemple utiliser les surplus ou les pertes de chaleur d'une entreprise voisine pour combler, en tout ou en partie, ses propres besoins. On y trouve également des « synergies de mutualisation » qui consistent à partager des services, des équipements ou des ressources entre entreprises. L'objectif de l'écologie industrielle est de réduire, pour un groupe d'entreprises, les besoins en matières vierges, de même que les déchets et les émissions, dont les GES.
- **Le recyclage et le compostage** constituent des stratégies qui s'appliquent autant aux matières résiduelles issues de la consommation des ménages qu'à celles issues des entreprises. Le recyclage est un procédé de traitement des métaux, des plastiques et des déchets qui permet de réintroduire, dans le cycle de fabrication d'un produit, des matériaux qui composaient un produit similaire ou non, arrivé en fin de vie, ou des résidus de fabrication. Le compostage, quant à lui, est un processus biologique aérobie de conversion et de valorisation des matières organiques (sous-produits de l'élevage, biomasse, déchets organiques d'origine ménagère, etc.) en un produit stabilisé, hygiénique, semblable à un terreau, riche en composés humiques et minéraux, soit le compost.
- **La valorisation énergétique** comprend un ensemble de technologies et de procédés destinés aux déchets qui ne peuvent être recyclés ou valorisés sous forme de matière. La valorisation énergétique consiste à récupérer et à valoriser l'énergie produite lors du traitement des déchets par combustion ou méthanisation. L'énergie produite est utilisée sous forme de chaleur ou d'électricité. La valorisation énergétique peut être directe : le déchet est brûlé dans une installation dédiée, construite et opérée selon des critères définis afin de minimiser les impacts environnementaux et sanitaires. Elle peut aussi être différée – pour les déchets industriels de préférence – soit par la production d'un combustible solide de récupération, soit par la production d'un gaz, d'un combustible liquide ou d'un coke, ou encore, dans des procédés de gazéification ou de pyrolyse (ADEME).

Selon les simulations effectuées par les experts du Forum économique mondial et de la Fondation Ellen MacArthur, la mise en place d'une économie circulaire permettrait de dégager des économies substantielles pour la société (dont les entreprises), tout en réduisant la volatilité des prix des ressources et en engendrant une meilleure résilience de l'économie. L'économie circulaire donnerait également lieu, selon certaines études, à une réduction des émissions de GES allant jusqu'à 70 % dans certains cas (Wijkman et coll., 2016). Évidemment, il faudrait évaluer l'ampleur de ces retombées dans un contexte québécois où l'énergie hydro-électrique domine.

Le présent rapport porte sur les émissions associées aux étapes « d'extraction » et « transformation » illustrées dans le précédent schéma. Ainsi, l'accent est mis sur les émissions directes associées au secteur industriel, en couvrant superficiellement les émissions en amont et en aval. De même, la section 4 traite des solutions de réduction des émissions directes associées à la fabrication, tandis que les solutions plus systématiques relatives au cycle de vie des produits englobant l'ensemble des émissions seront abordées dans un deuxième rapport.

2. Les émissions industrielles de GES au Québec

Les profils industriels d'émission de GES et de consommation d'énergie varient considérablement d'un secteur d'activité à l'autre. Or, les données pour le secteur industriel sont le plus souvent présentées de façon agrégée (tous secteurs d'activité confondus). Le fait de présenter ces informations en bloc homogène limite toutefois l'utilité des données au moment de la prise de décision ou de l'élaboration de mesures stratégiques visant à maximiser les occasions de décarbonisation et de valorisation des émissions de GES de différents secteurs d'activité industrielles.

Dans cette section, nous analysons donc les émissions de GES et la consommation d'énergie des principaux sous-secteurs industriels au Québec, ainsi que l'importance économique des divers secteurs d'activité. Ces informations permettent ainsi de caractériser les différents secteurs d'activité. Dans le cadre de notre étude, nous avons classé les principaux secteurs d'activité en 12 catégories, soit : agriculture, foresterie, exploitation minière, construction, autres fabrications, pâtes et papiers, ciment, raffinage pétrolier, produits chimiques, sidérurgie, fonte et affinage des métaux non ferreux et gestion des déchets. Pour de plus amples renseignements sur la méthodologie, veuillez consulter l'annexe 2 de ce rapport. Des informations supplémentaires sur les sous-secteurs et leurs profils sont fournies dans la section 3.

2.1 Énergie et GES du secteur industriel

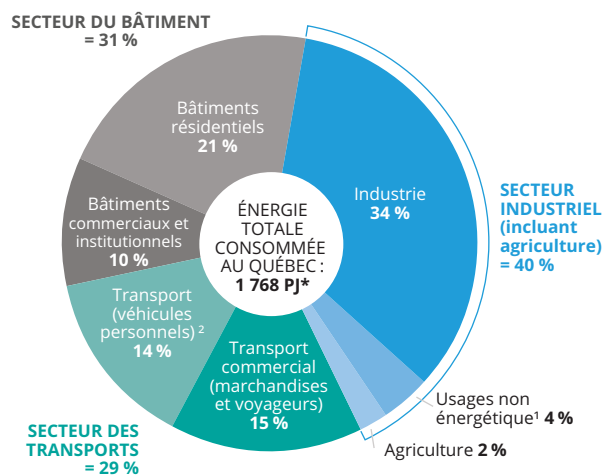
Accaparant plus de 40 % de toute l'énergie consommée au Québec, le secteur industriel² surpasse les deux autres, soit ceux du bâtiment (31 %) et des transports (29 %). Comme l'énergie utilisée dans le monde est encore largement issue des hydrocarbures, il n'est pas surprenant de constater que l'industrie est un secteur dominant en matière d'émissions de GES, à égalité avec le secteur des transports : chacun de ces secteurs génère 44 % des émissions totales québécoises, qui s'élevaient à 77 millions de tonnes d'équivalent CO₂ (Mt éq. CO₂) en 2016 (voir graphique 4).

Les émissions produites en industrie ne sont cependant pas seulement issues de la combustion. Seulement près du tiers de ces émissions (16 % des 44 %) provient de l'utilisation d'hydrocarbures. Les procédés industriels (13 %), l'agriculture (10 %) et les matières résiduelles (déchets, 5 %) sont conjointement responsables de 28 % des émissions québécoises.

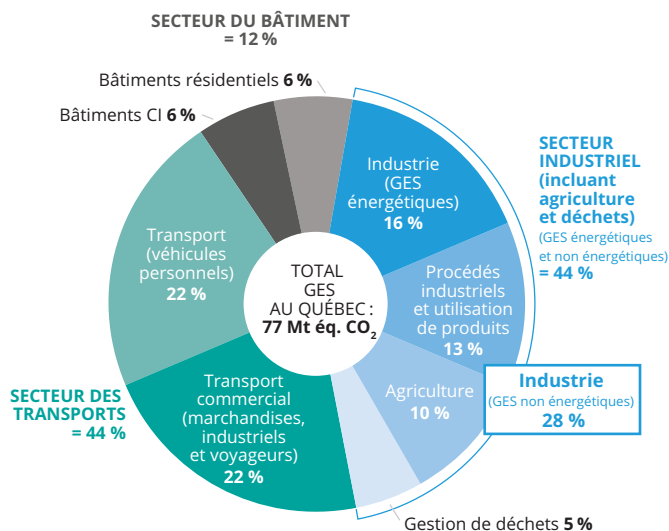
² Nous avons inclus l'agriculture et le secteur de la gestion des déchets dans le « secteur industriel » parce que ces sous-secteurs correspondent à des industries. Leurs dynamiques sectorielles sont cependant très différentes, tout comme les pistes de solution en matière de réduction des GES. Le secteur agricole n'est pas analysé en détail dans ce document.

GRAPHIQUE 4 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2016

a) Consommation totale d'énergie



b) Émissions de GES totales (Mt éq. CO₂)

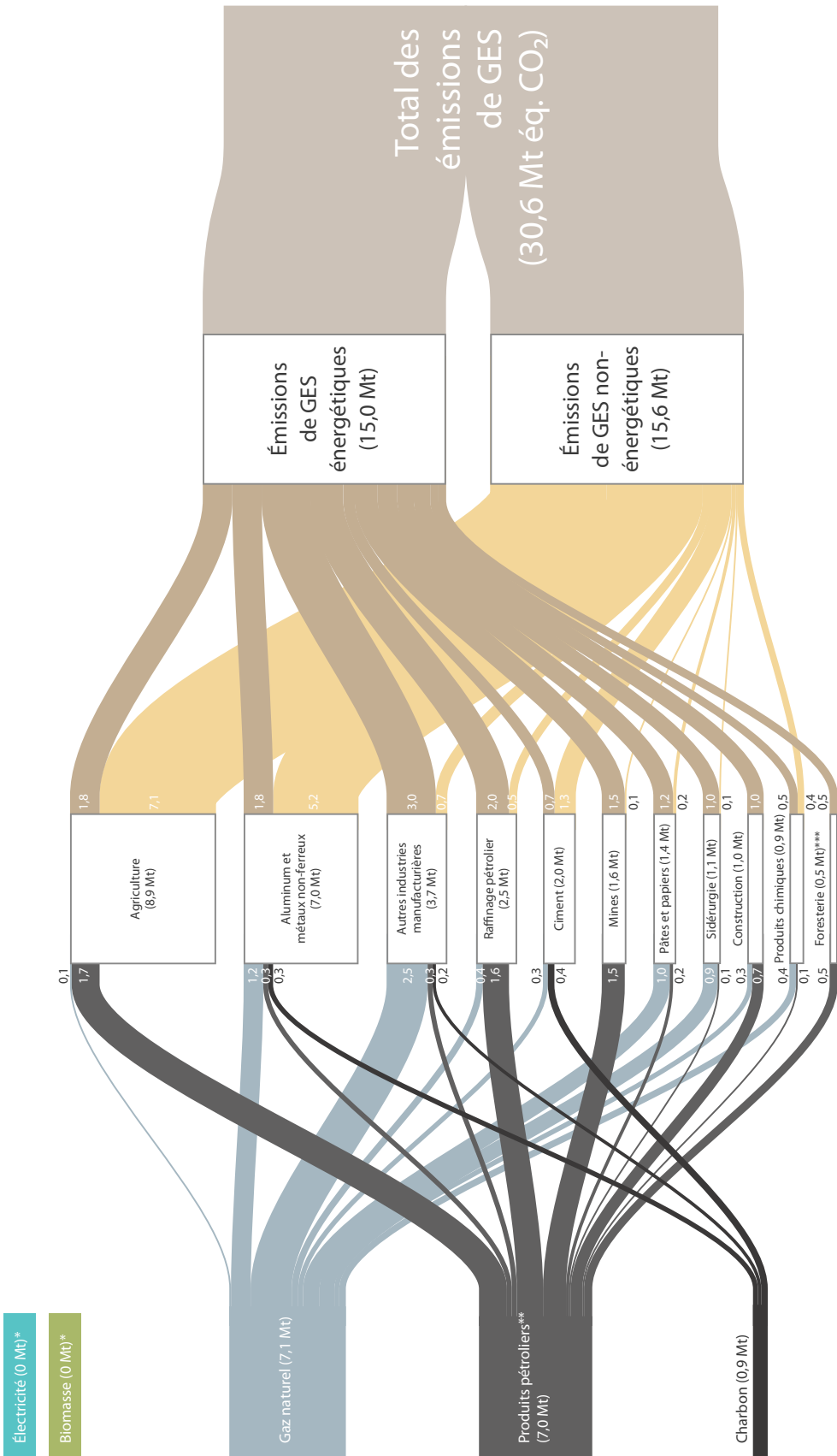


Sources : OÉÉ, 2018 ; ECCC, 2018.

Le diagramme suivant, qui illustre l'écoulement des émissions, offre un premier aperçu des liens entre les sources d'énergie, les émissions de GES énergétiques et non énergétiques et les sous-secteurs industriels québécois (voir graphique 5). On constate que les émissions de GES sont tout aussi énergétiques que non énergétiques (CO₂ de procédés et CH₄) et qu'elles proviennent d'un grand nombre de sous-secteurs et d'acteurs. Quelques grands émetteurs prédominent (plus d'un demi-million de tonnes par an) dans les secteurs du raffinage, des alumineries, de la sidérurgie et du ciment (voir également graphique 13).

Dans l'ensemble, les émissions québécoises ont diminué de 10,8 % entre 1990 et 2016 (voir graphique 6). Le secteur des procédés industriels et de l'utilisation de produits a connu la réduction la plus importante, soit 32,5 %. Ce dernier secteur émet des GES non énergétiques issus de solvants, d'halocarbures (pour la réfrigération et la climatisation) et de procédés utilisés dans les industries : métaux, minéraux (ciment) et produits chimiques. En 2016, une meilleure gestion des déchets a entraîné une réduction de près de 25 % des émissions de ce secteur par rapport à 1990. La combustion d'énergie, pour sa part, a permis d'enregistrer une baisse de 7 % des GES durant la même période. Seul le secteur agricole a connu une croissance de ses émissions, avec une augmentation de 12,5 % de 1990 à 2016.

GRAPHIQUE 5 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 2016



Sources : OEE, 2018 ; ECCC, 2018.

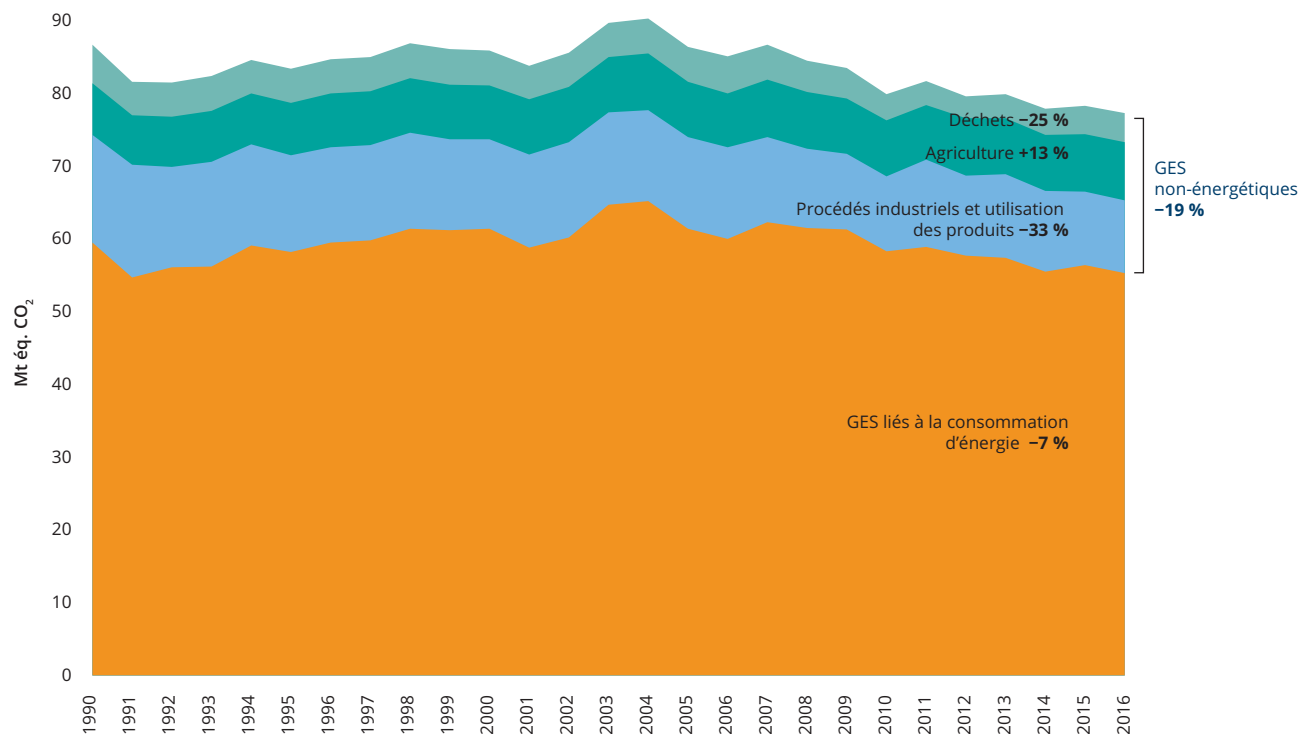
Notes : Les émissions de GES sont réalisées au point d'utilisation de l'énergie et sont exprimées en Mt éq. CO₂. Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissements. Les émissions de GES inférieures à 0,1 Mt ne sont pas indiquées sur le diagramme. La ventilation des émissions de GES pour un certain nombre de secteurs en 2016 est confidentielle dans la base de données nationale sur la consommation d'énergie de l'OEE. Les données confidentielles ont été estimées en appliquant la répartition de la dernière année pour laquelle les émissions de GES sont connues pour un secteur donné sur le total de l'année 2016. De plus, les hypothèses suivantes sont utilisées : les émissions confidentielles du secteur de la production d'aluminium et métaux non-ferreux (34%) proviennent à parts égales des produits pétroliers et du charbon ; les émissions confidentielles des autres industries manufacturières (17%) proviennent pour deux tiers des produits pétroliers et pour un tiers du charbon.

* La consommation d'électricité ne génère pas d'émissions de GES au point d'utilisation. La combustion de biomasse est considérée comme neutre en émissions de GES selon les méthodologies de comptabilisation de GES. Pour ces raisons, les émissions de GES de ces sources d'énergie sont considérées comme nulles.

** Les produits pétroliers incluent les sources d'énergie suivantes : carburant diesel, mazouts légers et kérosène ; mazouts lourds ; gaz de distillation et coke pétrolier ; GPL et LGN des usines de gaz ; coke et gaz de fours à coke.

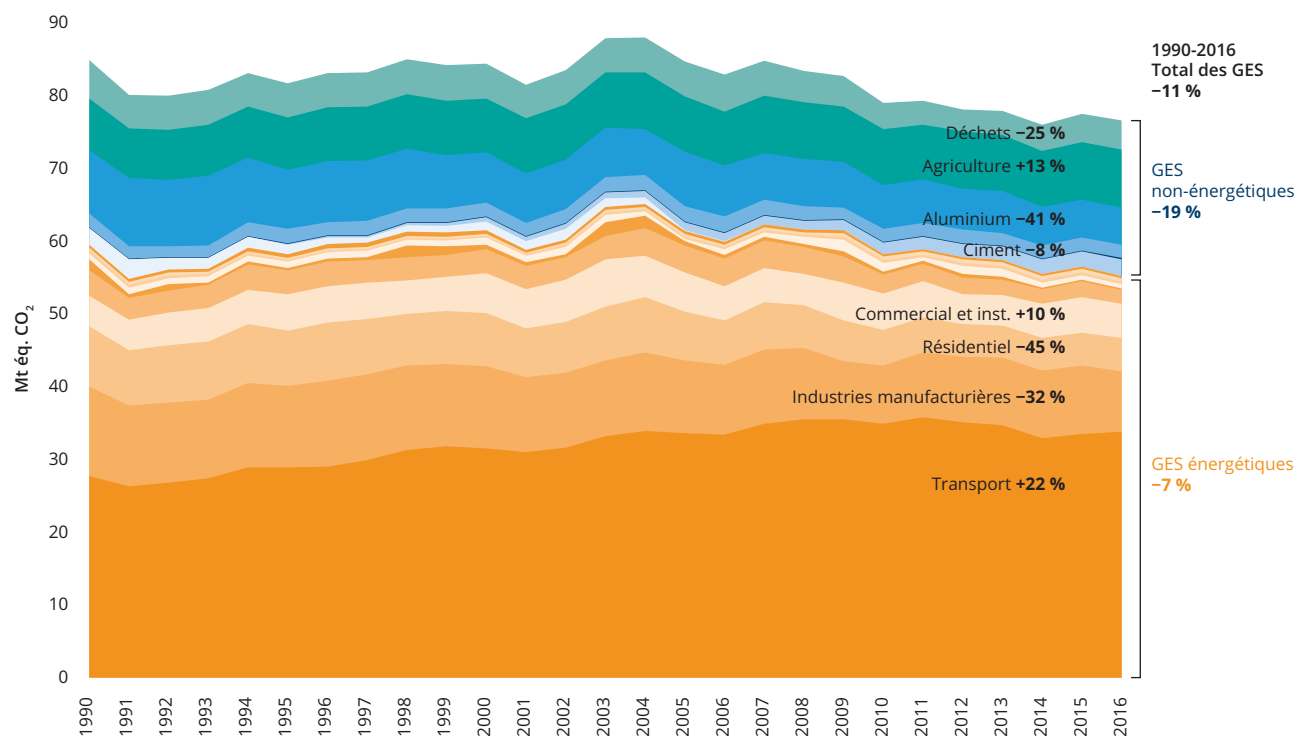
*** L'OEE et ECCC ont rendu public des données sensiblement différentes pour les émissions du secteur de l'exploitation forestière en 2016. Ce secteur utilise uniquement les données de l'OEE.

GRAPHIQUE 6 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2016



Source : ECCC, 2018

GRAPHIQUE 7 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC PAR SECTEURS*, 1990 À 2016



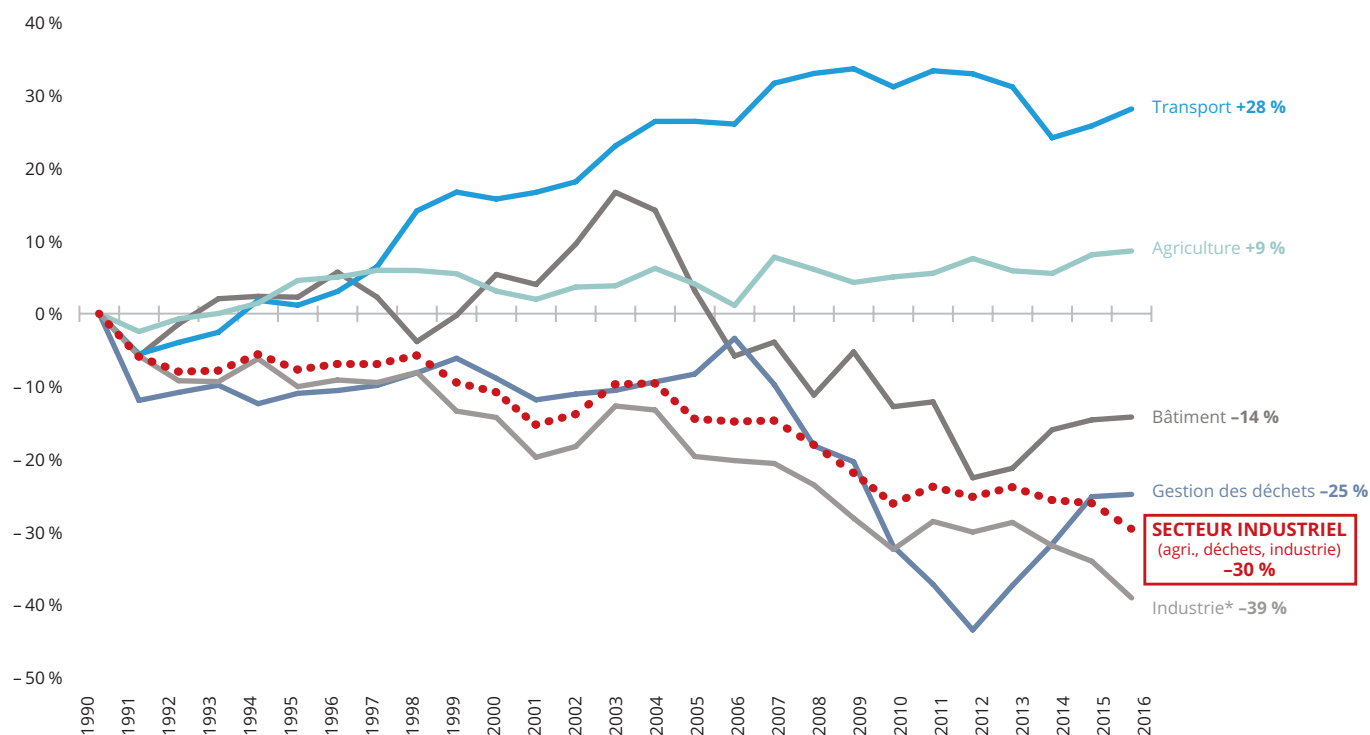
Source : ECCC, 2018.

*Note : Seuls les secteurs émettant le plus de GES sont indiqués.

Le graphique 7 montre plus précisément les tendances observées par sous-secteurs d'activité. Hormis pour les secteurs des déchets et de l'agriculture, qui s'y retrouvent présentés de la même manière, les émissions ont été regroupées par sous-secteurs d'activité. On constate une croissance du secteur des transports (+21,9 %) durant la période allant de 1990 à 2016, tout comme du secteur des bâtiments commerciaux et institutionnels (+10,2 %). Les autres principaux secteurs ont, par contre, vu décroître leurs émissions, soit de 40,8 % pour l'aluminium, de 32,3 % pour les industries manufacturières et de 44,5 % pour les bâtiments résidentiels. Ces réductions s'expliquent aisément par des améliorations de procédés (secteur de l'aluminium en particulier), des changements de structure industrielle, des fermetures (manufacturier) et l'électrification du chauffage (résidentiel). Le graphique 11, qui illustre les variations de produit intérieur brut (PIB), montre l'importance économique que ces changements ont eue pour ces secteurs.

Lorsqu'on regroupe les émissions par « secteurs économiques », plutôt que par les secteurs utilisés par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) dans les inventaires de GES³, leur évolution sectorielle est quelque peu différente. Le graphique 8 illustre ainsi des tendances semblables à celles indiquées au graphique 7, mais en présentant l'évolution des émissions à partir de leur niveau de 1990 et en ne montrant que les variations par rapport à ce niveau. Les pourcentages diffèrent légèrement en raison des définitions distinctes données aux secteurs.

GRAPHIQUE 8 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES TOTALES PAR SECTEURS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC, 1990 À 2016



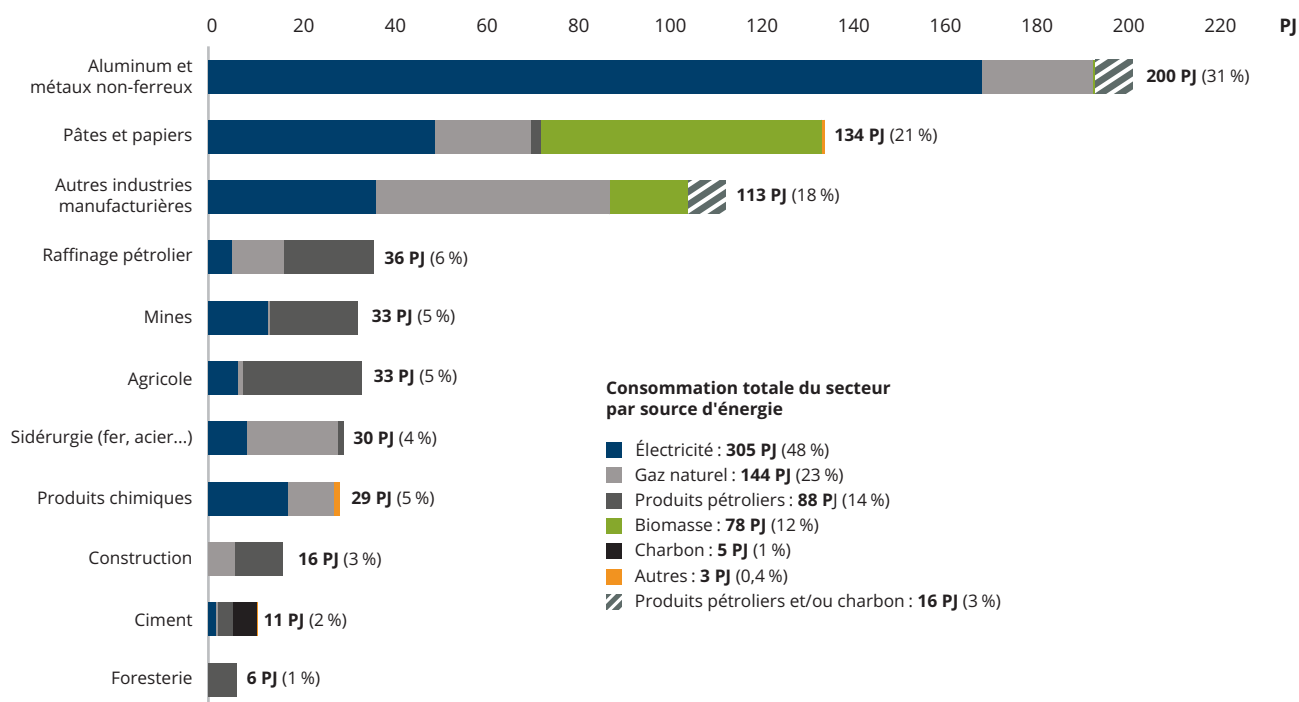
Source : ECCC, 2018.

Note : *Les émissions de la catégorie « industrie » incluent le pétrole et le gaz, l'électricité, l'industrie lourde, l'industrie manufacturière légère, la construction et l'exploitation forestière.

³ Veuillez consulter l'annexe 10 d'ECCC (2018) pour obtenir plus de précisions sur les différentes catégories de secteurs et sur leur concordance.

En 2016, le secteur industriel (incluant l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec avec 624 pétajoules (PJ). Comme le montre le graphique 9, les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent 70 % de la consommation d'énergie totale du secteur. Près de 48 % de l'énergie consommée par l'ensemble des industries provient de l'électricité, suivie du gaz naturel (23 %), des produits pétroliers, ainsi qu'un peu de charbon (17 %) et de biomasse (12 %).

GRAPHIQUE 9 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPES D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2016

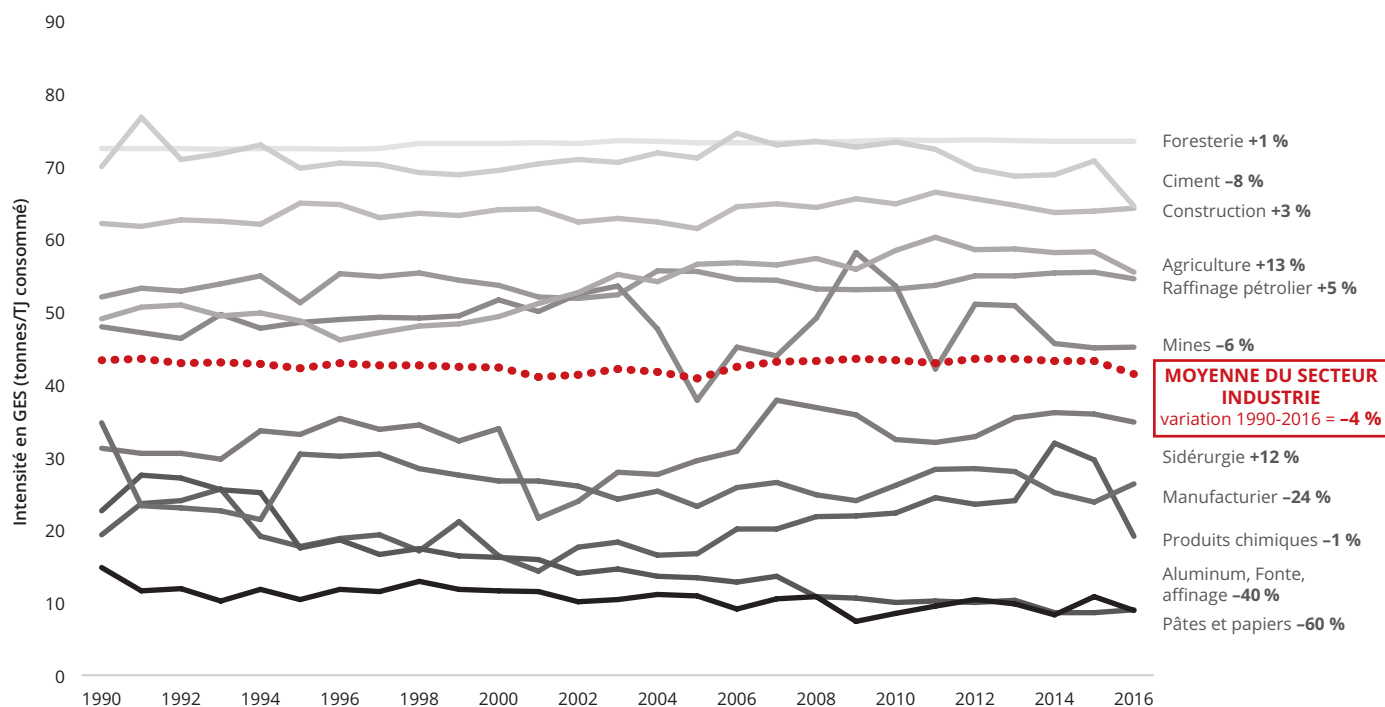


Sources : Whitmore et Pineau, 2018 ; Statistique Canada, 2018 ; TEQ, 2018 ; BERT, 2015.

Note : Les pourcentages entres parenthèses correspondent à la part d'un sous-secteur d'activité à la consommation totale d'énergie du secteur industriel au Québec.

Dans une perspective de GES, il importe également de tenir compte de l'intensité en GES de l'énergie utilisée dans les secteurs analysés (voir graphique 10). L'intensité moyenne en GES de l'énergie consommée par les différents sous-secteurs industriels au Québec est en légère décroissance, ayant enregistré une baisse de 4 % entre 1990 et 2016. Cela confirme qu'une transition massive vers des sources d'énergie à plus faible niveau d'émission n'a pas eu lieu durant cette période. Certains secteurs ont cependant connu des réductions importantes de GES par unité d'énergie consommée : les pâtes et papiers (–60 %) et le secteur de l'aluminium (–40 %), où la biomasse et l'électricité ont été utilisées pour remplacer des sources d'énergie plus émettrices.

GRAPHIQUE 10 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

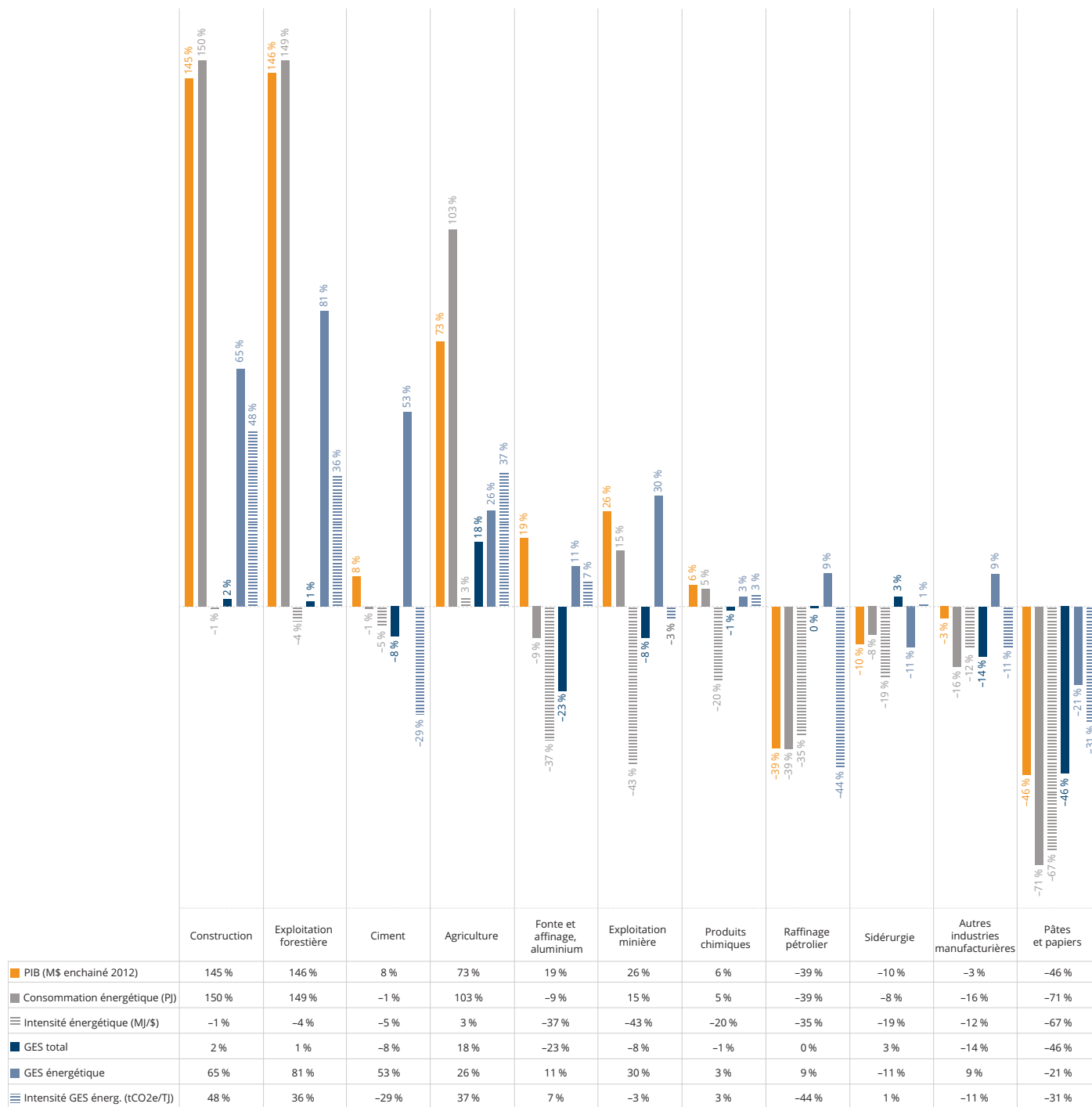
Le graphique 11 montre, de manière comparative, l'évolution de la richesse générée (PIB) par sous-secteur industriel de 1990 à 2016 ainsi que les changements dans la consommation d'énergie et les émissions de GES. Si la richesse créée a augmenté dans 7 des 11 sous-secteurs et que la consommation d'énergie a suivi ces tendances, les émissions de GES n'ont pas changé dans les mêmes proportions : elles ont généralement stagné ou diminué (voir la ligne « GES totaux »). Ce constat est encourageant pour ce qui est de découplage entre la croissance économique et les émissions des GES : il est possible de stimuler l'économie sans faire augmenter les émissions de GES.

Cette stagnation ou diminution des GES dans un contexte de création de richesse ne s'est toutefois pas manifestée dans certains secteurs. D'après le graphique 11, les sous-secteurs de la construction, de l'exploitation forestière et de l'agriculture ont connu la plus forte progression de leur PIB, tout comme de leur consommation énergétique, de leurs émissions totales de GES et de l'intensité des GES liée à leur consommation énergétique⁴. Ceci laisse entendre que la croissance vigoureuse de ces secteurs est en grande partie redevable à l'utilisation de combustibles fossiles, qui jouent un rôle important dans leurs activités – notamment en ce qui concerne les transports. Cette tendance s'observe aussi à certains égards dans l'industrie minière, mais la forte baisse de son intensité énergétique⁵ suggère que le sous-secteur améliore sa gestion de l'énergie. On remarque également une importante amélioration de la gestion de l'énergie dans les sous-secteurs de l'aluminium, de la sidérurgie et du raffinage pétrolier.

⁴ L'intensité des GES énergétiques correspond à la quantité de GES par unité d'énergie utilisée dans le secteur ou le sous-secteur.

⁵ L'intensité énergétique est la quantité d'énergie nécessaire pour générer un dollar de PIB.

GRAPHIQUE 11 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉES À LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2016

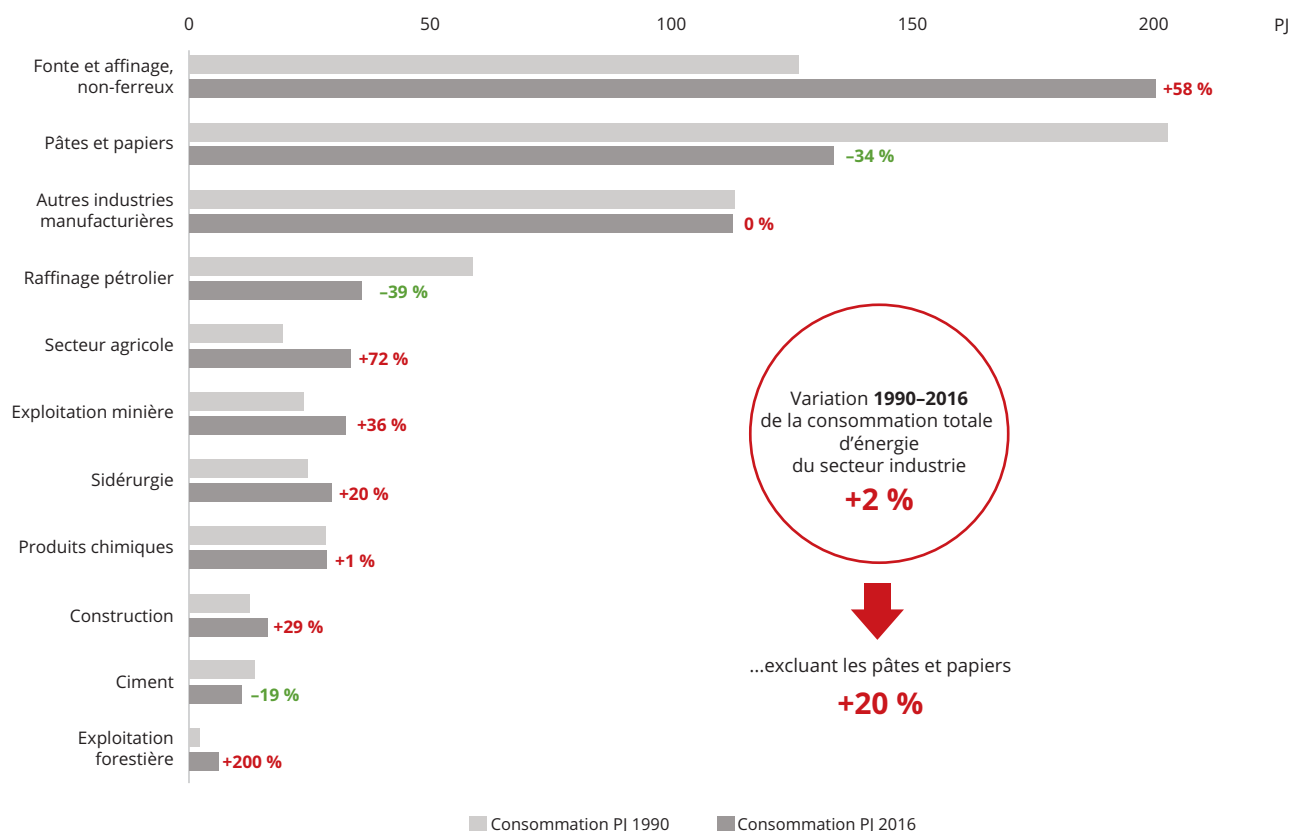


Sources : Whitmore et Pineau, 2018 ; OÉÉ, 2018.

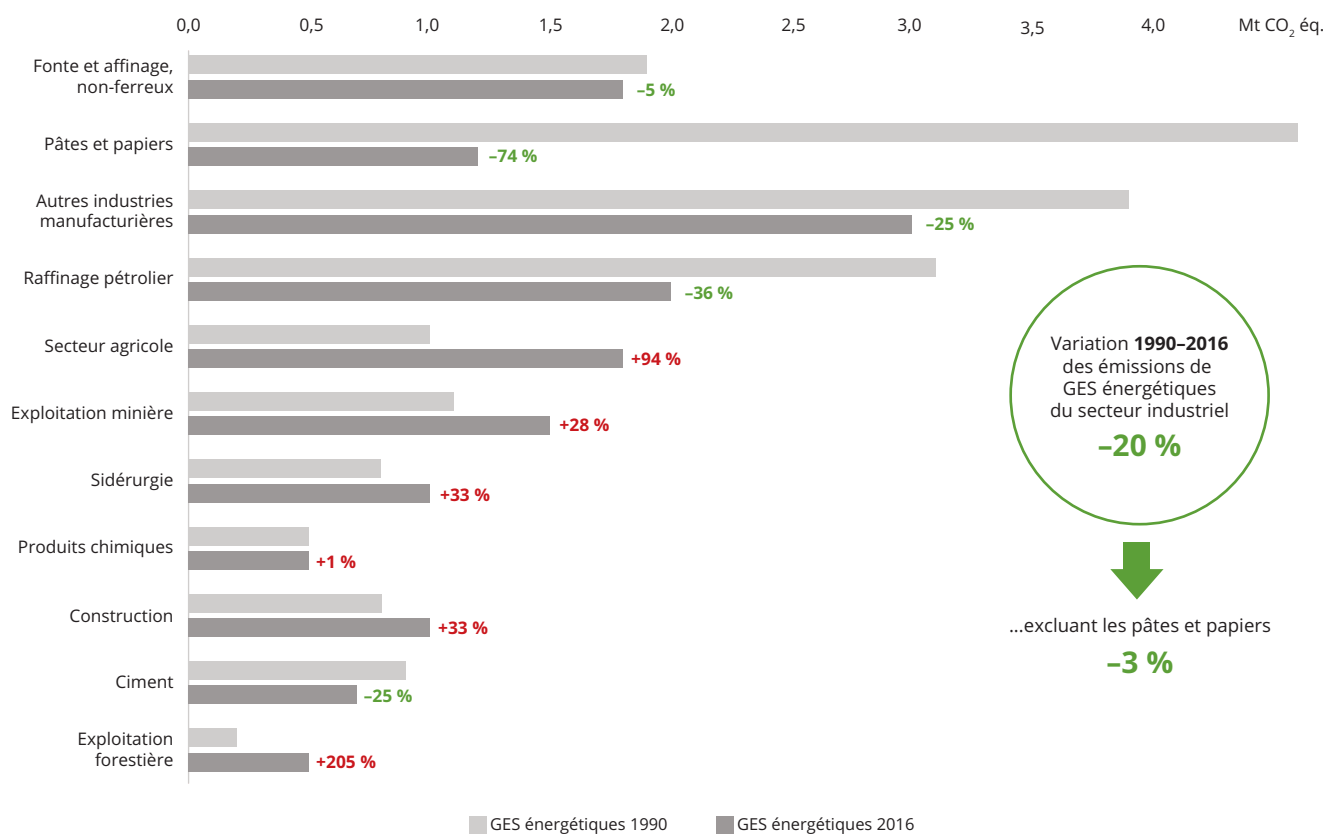
Le graphique 12 présente une synthèse de plusieurs tendances, illustrant l'évolution, par sous-secteurs industriels, de la consommation d'énergie, des émissions des GES énergétiques, de l'intensité énergétique et de l'intensité des GES énergétiques. Globalement, on peut y repérer des tendances positives en ce qui concerne les émissions industrielles : baisse des émissions, baisse de l'intensité énergétique et de l'intensité des GES énergétiques. Les résultats globaux varient toutefois d'un secteur à l'autre, en fonction de l'influence notable des tendances observées dans certains sous-secteurs, comme les pâtes et papiers. En effet, les émissions totales de GES énergétiques du secteur industriel ont baissé de 20 % de 1990 et 2016. Mais en excluant les émissions du sous-secteur des pâtes et papiers – frappé par la fermeture de plusieurs usines au cours de cette période –, on constate que cette diminution n'est que de 4 % en réalité. Plusieurs sous-secteurs ont en fait enregistré des hausses d'émissions, allant de 1 % pour le sous-secteur des produits chimiques à 205 % pour le sous-secteur de l'exploitation forestière. Ces différences, qui reflètent la diversité des contextes industriels, illustrent la pertinence de mieux comprendre la dynamique des émissions dans les divers sous-secteurs industriels. Il faut noter que vu les différentes sources de données utilisées pour élaborer les graphiques 11 et 12, un manque de concordance peut parfois être observé.

GRAPHIQUE 12 • COMPARAISON PAR TYPES D'ACTIVITÉ DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE, DES ÉMISSIONS DE GES ÉNERGÉTIQUES, DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DE L'INTENSITÉ DES GES ÉNERGÉTIQUES DU SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 1990 ET 2016 (SAUF C, 1997)

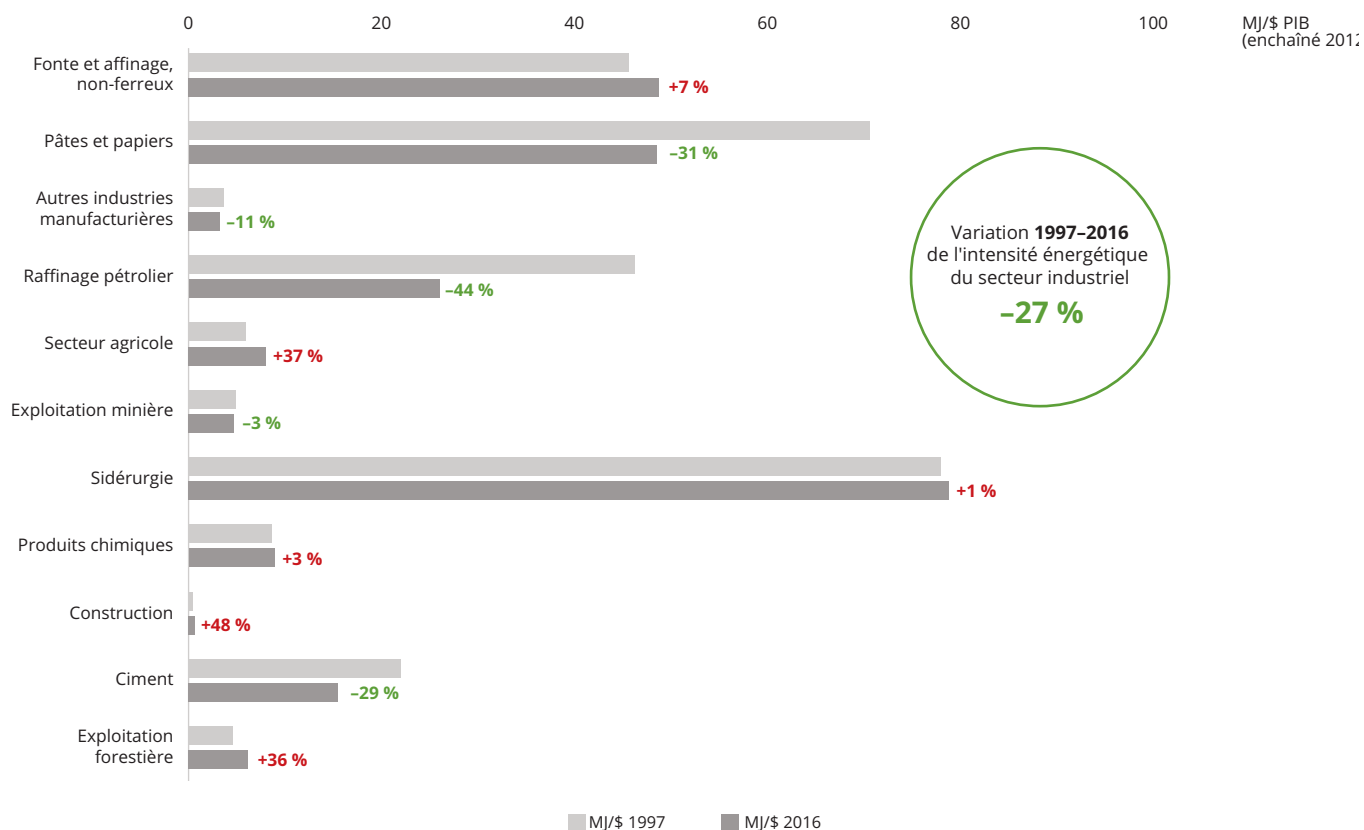
a) Consommation totale d'énergie (Pj)



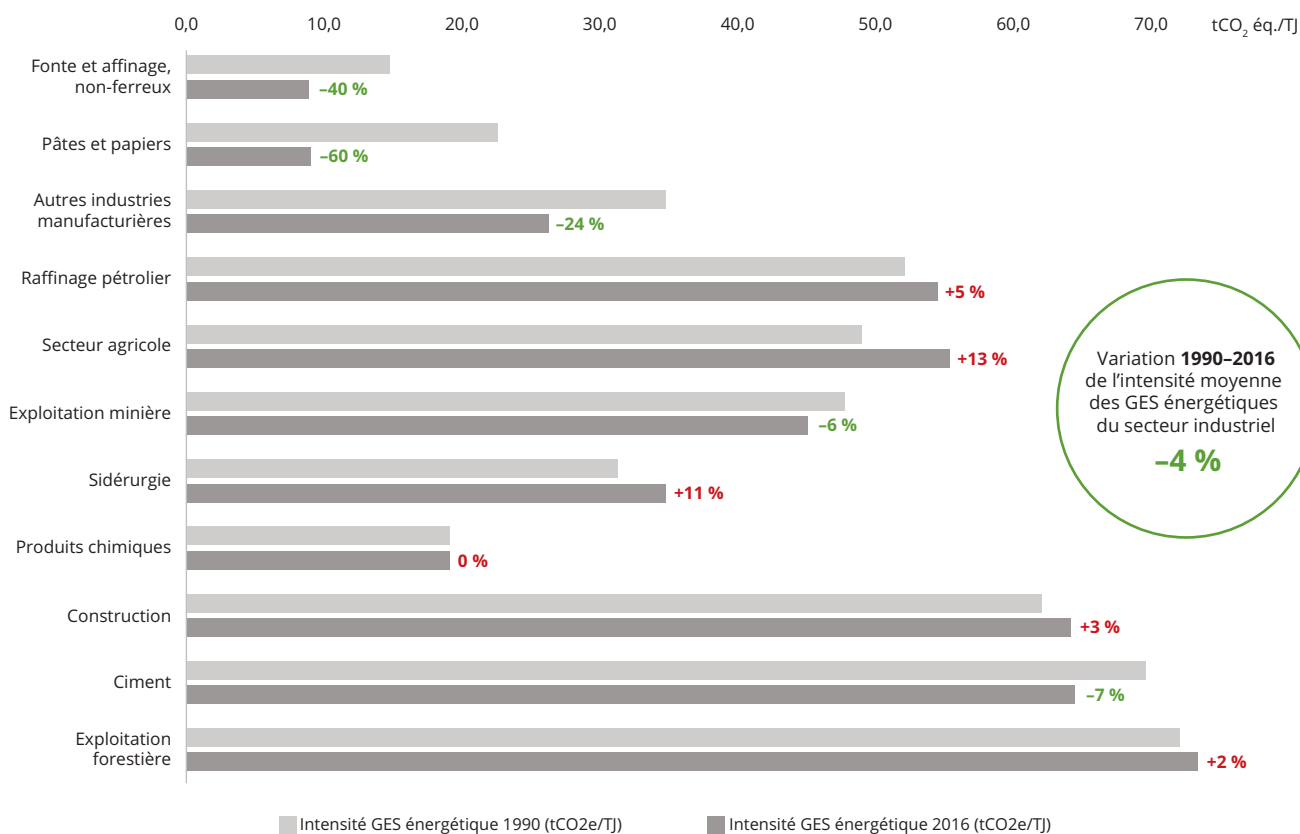
b) GES énergétiques totaux (Mt éq. CO₂)



c) Intensité énergétique (MJ/ \$ PIB) 1997



d) Intensité des GES énergétiques (t éq. CO₂/TJ)

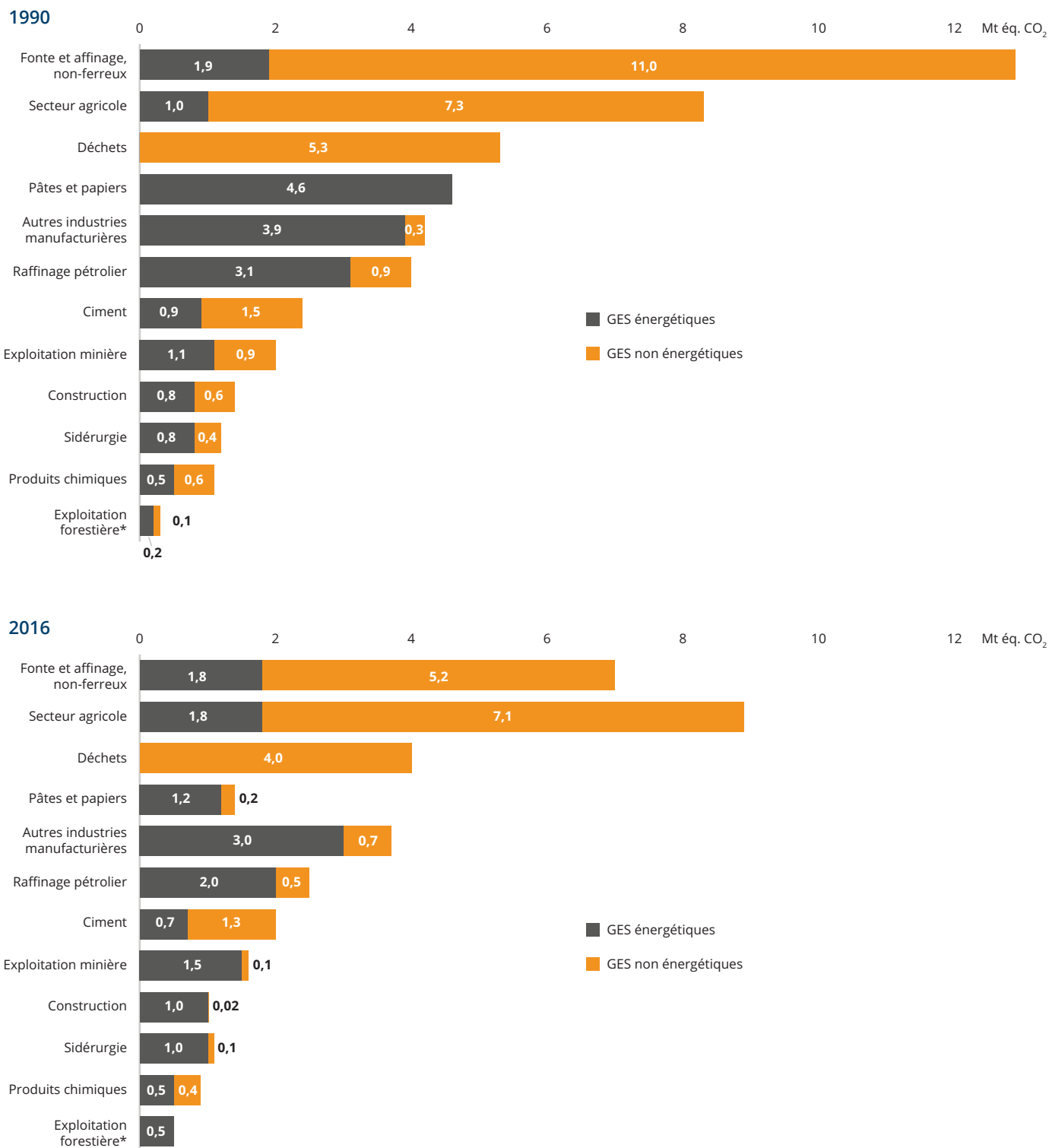


Sources : OÉÉ, 2019 ; Statistique Canada, 2019.

Il est primordial de mieux comprendre les principales sources d'émissions des GES des différents sous-secteurs afin de pouvoir déterminer les meilleures approches à adopter en matière de décarbonisation. À cet égard, la source des émissions de GES, soit celle liée à la consommation d'énergie ou aux procédés, est l'un des éléments qui distinguent les sous-secteurs industriels. Cette distinction est importante parce que s'il existe des sources d'énergie à moindre teneur en carbone, en particulier les énergies renouvelables, les procédés énergétiques émetteurs de GES n'ont pas toujours des substituts accessibles qui émettent moins de GES.

Comme l'illustre le graphique 13, les GES non énergétiques se retrouvent majoritairement dans quatre secteurs en particulier : fonte et affinage des métaux non ferreux (aluminium), ciment, agriculture et gestion des déchets. Si le CO₂ domine les GES non énergétiques dans les secteurs de l'aluminium et du ciment, c'est le méthane (CH₄) qui est le principal GES dans les secteurs de l'agriculture et de la gestion des déchets, suivi du protoxyde d'azote (N₂O) en agriculture.

GRAPHIQUE 13 • ÉMISSIONS TOTALES DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES PAR SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 ET 2016



Sources : OÉÉ, 2019 ; ECCC, 2018.

Note : Les barres dans l'histogramme ont été réalisées en soustrayant les GES énergétiques (OÉÉ) du total des GES (ECCC) des sous-secteurs. Les barres représentent les GES énergétiques (gris) et la différence obtenue (GES non énergétiques ; jaune). Toutefois, puisque les données proviennent de deux sources, il peut y avoir des différences dans les méthodologies.

*Dans le secteur de l'exploitation forestière en 2016, seule la donnée de ECCC (2018) a été utilisée.

Déclarations obligatoires de GES des grands émetteurs

En vertu du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) recueille les données sur les GES des émetteurs québécois qui génèrent plus de 10 000 t d'éq. CO₂ par an (MELCC, 2019). À partir de cette source de données – qui représente un sous-ensemble des émissions industrielles parce qu'elle exclut les émissions des petits émetteurs –, on peut non seulement constater à nouveau la répartition des GES entre les secteurs, mais aussi noter l'importance des GES (essentiellement du CO₂) liés à la biomasse.

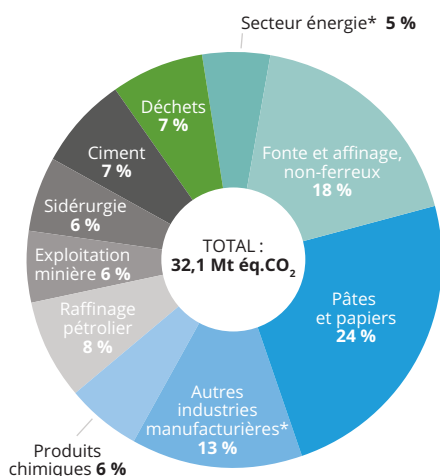
Le graphique 14 illustre la répartition des émissions de GES déclarées par les grands émetteurs dans le registre par sous-secteurs industriels et par types d'émissions. Il faut souligner que ces données ne comprennent pas les émissions du secteur agricole, ainsi que celles de certains lieux d'enfouissement de déchets, qui sont trop petits. Or, comme ces données couvrent la majorité des émissions de GES du secteur industriel au Québec, elles permettent d'effectuer une première caractérisation des profils d'émissions de GES des différents sous-secteurs industriels au Québec. On peut ainsi mieux comprendre leur distribution à travers le territoire afin d'analyser des gains potentiels de circularité (voir graphique 15). Des solutions et des complémentarités peuvent émerger selon la proximité géographique.

Les installations doivent rapporter au MELCC les émissions de GES liées à la biomasse, mais celles-ci ne sont pas intégrées au *Registre des émissions de gaz à effet de serre* accessible au public, car elles sont considérées comme étant « carboneutre ». En effet, le CO₂ de la biomasse est traitée de manière particulière : comme il provient d'une source renouvelable, il n'est pas pris en compte dans les inventaires officiels des pays. Au Québec, les émetteurs ne sont pas tenus de disposer de droits d'émission pour couvrir ces émissions dans le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions (SPEDE) de GES. Ce sont donc des émissions « gratuites » pour les émetteurs. Par contre, même si elles sont exclues de l'inventaire québécois, il faut souligner leur importance (environ 10 Mt) parce qu'elles représentent une part importante des émissions québécoises (près de 13 %). Si elles pouvaient être réduites ou valorisées, elles pourraient améliorer indirectement le bilan du Québec en matière de réduction des émissions de GES, ce qui générerait possiblement des retombées économiques pour les entreprises.

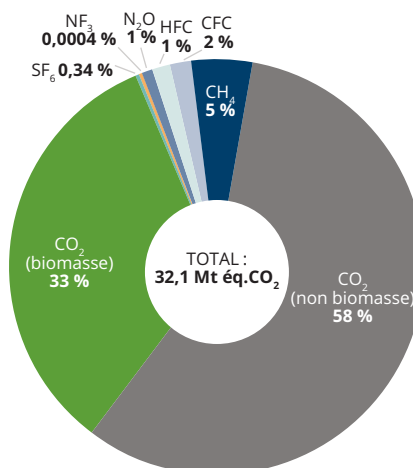
Pour évaluer la contribution et le potentiel de réduction et de valorisation de ces émissions, nous présentons des données inédites qui nous ont été fournies par le MELCC pour les fins de notre étude. Ces données ont été utilisées pour réaliser le graphique 14 ainsi que les fiches sectorielles de la section 3 de ce rapport.

GRAPHIQUE 14 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DÉCLARÉES PAR LES GRANDS ÉMETTEURS AU QUÉBEC EN VERTU DU RÈGLEMENT SUR LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE DE CERTAINES ÉMISSIONS PAR SECTEURS ET PAR TYPES D'ÉMISSIONS, 2016

a) GES par secteur



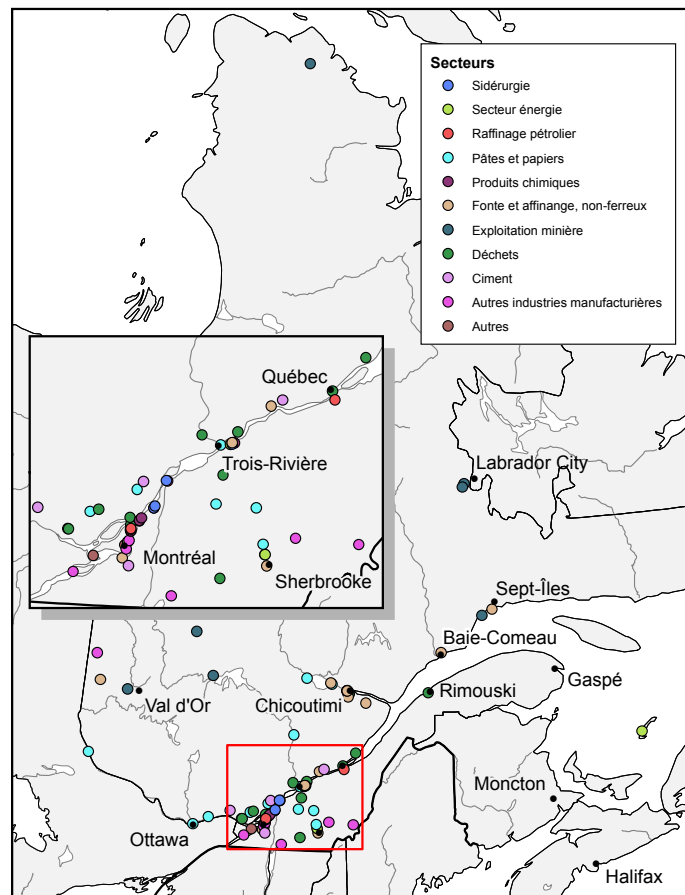
b) GES par type d'émission



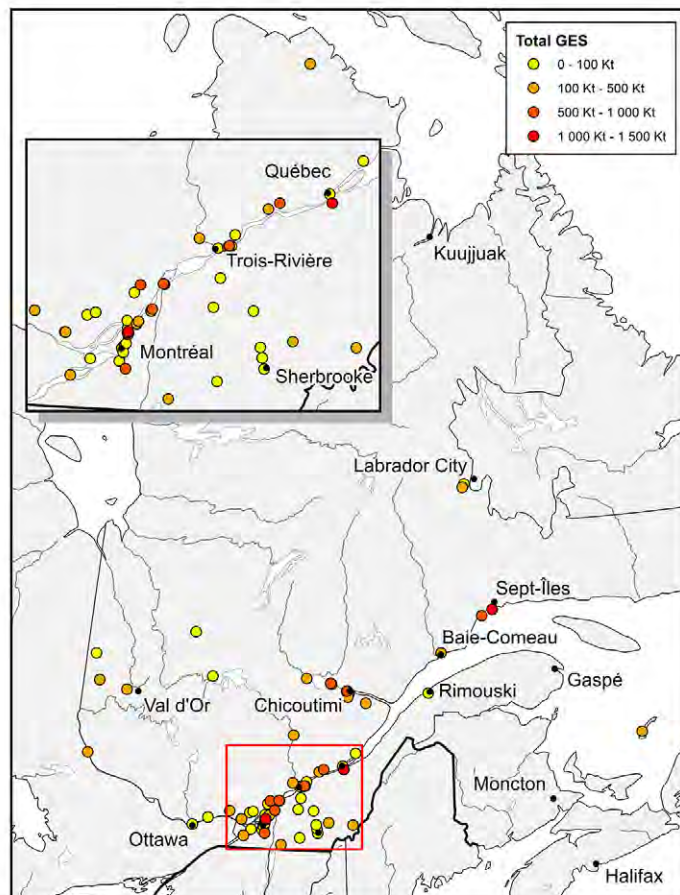
Sources : MELCC, 2018 ; MELCC, communication personnelle, 2018.

GRAPHIQUE 15 • CARTOGRAPHIE DES GRANDS ÉMETTEURS SOUMIS À LA DÉCLARATION OBLIGATOIRE DES GES AU QUÉBEC, 2016

a) Distribution par sous-secteurs



b) Distribution par total des GES



Source : ECCC, 2018.

2.2 Considérations méthodologiques

Sources des données sur les émissions de GES

Pour élaborer les profils sectoriels de la section 3 du présent rapport, nous avons utilisé une classification conforme à celle du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada (voir les notes méthodologiques et sources des données à l'annexe 2). Plusieurs statistiques, notamment sur l'activité économique (p. ex., PIB), sont recueillies selon cette classification. Cette classification est également reprise par d'autres organismes, comme Ressources naturelles Canada, pour regrouper différents secteurs selon leur consommation d'énergie et leurs émissions de GES. Cette approche permet de faire une meilleure analyse des indicateurs économiques, énergétiques et d'émissions de GES des différents secteurs d'activité et d'établir des priorités d'action. Les données sur les émissions ne sont cependant pas divulguées selon cette classification – même si Statistique Canada propose maintenant de telles données selon le secteur industriel et le code SCIAN (Tableau 38-10-0097-01).

Voici les six différentes sources de données permettant l'étude des GES du secteur industriel au Québec :

Sources fédérales :

- 1. Rapport d'inventaire national : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada**, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC). Données annuelles débutant en 1990 et agrégées par secteur.
- 2. Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) - Données sur les gaz à effet de serre des installations**, ECCC. Données annuelles débutant en 2004 et relatives aux installations émettant plus de 50 000 tonnes de GES par année (seuil abaissé à 10 000 tonnes à partir de 2017).
- 3. Base de données complète sur la consommation d'énergie**, Ressources naturelles Canada (RNCa). Données annuelles débutant en 1990 et agrégées par secteur, qui permettent de mettre en lien la consommation d'énergie (par source) et les émissions de GES.
- 4. Compte physique de flux des émissions de gaz à effet de serre**, Statistique Canada. Données annuelles débutant en 2009 et agrégées par code SCIAN.

Sources provinciales :

- 5. Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre**, ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC). Données annuelles débutant en 1990 et agrégées par secteur. Ce sont les données de l'inventaire fédéral, adaptées au contexte québécois par le MELCC.
- 6. Registre des émissions de gaz à effet de serre**, MELCC. Données annuelles débutant en 2012 et relatives aux installations émettant plus de 10 000 tonnes de GES par année.

Il faut mentionner que toutes les données du gouvernement fédéral sont disponibles en chiffrier électronique Excel (tableur), alors que les données provinciales ne sont fournies qu'en format PDF.

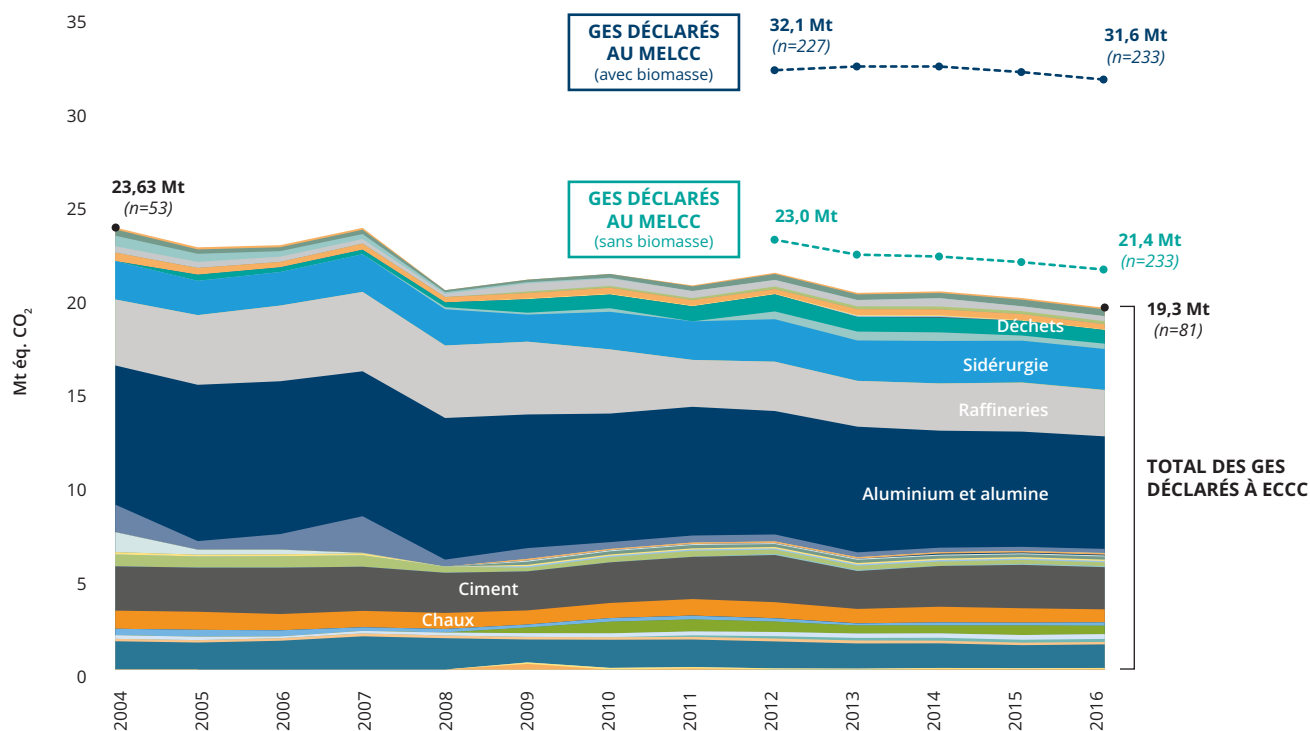
Dans la présente étude, nous avons eu recours aux données de ces six sources pour en exploiter leurs richesses respectives. Cependant, certaines incohérences ou incongruités peuvent parfois survenir à cause des différentes méthodologies utilisées pour compiler ces données. Comme l'illustre le graphique 16, les données fédérales (source 2) et provinciales (source 6) provenant des installations industrielles du Québec, par exemple, ne sont pas tout à fait semblables – même si

les déclarations aux deux ordres de gouvernement ont été essentiellement faites par les mêmes entreprises. La principale différence entre les deux jeux de données est liée au fait qu'au Québec, les installations de plus 10 000 tonnes de GES par an doivent faire une déclaration, mais que ce seuil était 50 000 tonnes au niveau fédéral jusqu'en 2016 (10 000 tonnes depuis).

Les installations doivent aussi rapporter au MELCC les émissions de GES liées à la biomasse (source 6), mais pas à ECCC (source 2). Enfin, comme les deux ministères ne collaborent pas dans la collecte de ces données auprès des entreprises, deux formulaires distincts doivent être remplis, avec toutes les erreurs humaines inhérentes à la répétition de tâches administratives. Les données fournies par une seule et même entreprise ne correspondent donc pas toujours dans les deux bases de données⁶.

Le graphique 16 résume à nouveau plusieurs des informations présentées dans la section 2.1. D'une part, il illustre la décroissance des émissions industrielles dans presque tous les secteurs, et ce, même si le nombre de déclarants québécois à ECCC a augmenté de 53 à 81. D'autre part, les données du MELCC permettent de visualiser l'importance des émissions liées à la biomasse, qui sont d'environ 10 Mt. On peut enfin constater que les 81 déclarants à ECCC répertoriés en 2016 sont responsables de la plus grande proportion des émissions totales des 233 déclarants au MELCC. Un petit nombre de grands émetteurs est ainsi responsable de la majorité des émissions.

GRAPHIQUE 16 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DÉCLARÉES AU QUÉBEC PAR LES GRANDS ÉMETTEURS À ECCC ET AU MELCC, 2004 À 2016



Sources : Voir l'annexe 1.

Une comparaison détaillée des deux sources de données (source 2 d'ECCC et source 6 du MELCC) est proposée à l'annexe 1. L'annexe 2 présente les différentes classifications utilisées pour catégoriser les sous-secteurs industriels dans les sources 1 (ECCC), 3 (RNCAN) et 6 (MELCC), avec les codes SCIAN.

⁶ Voir Sheedy (2018) pour une étude approfondie des processus internes des entreprises pour satisfaire aux exigences fédérales et provinciales en matière de déclaration d'émissions de GES.

Le cas de la filière métallurgique

La filière métallurgique regroupe différentes activités qu'il convient de distinguer. Le tableau suivant montre que deux étapes sont prédominantes dans cette filière : l'extraction de minerais (incluant la transformation du minerai en boulettes) et la première transformation des métaux. Certaines activités de soutien et la fabrication subséquente de produits métalliques produisent toutefois beaucoup moins d'émissions de GES et ont un poids économique inférieur.

TABEAU 1 • ÉMISSIONS DE GES DES MAILLONS DE LA CHAÎNE MÉTALLURGIQUE AU QUÉBEC, 2016

Secteur [code SCIAN]	Sous-secteurs (le cas échéant)	Million de tonnes
[SCIAN 21220] Extraction de minerais métalliques	Extraction minière Bouletage	1 709
[SCIAN 21300]	Activités de soutien à l'extraction minière et à l'extraction de pétrole et de gaz	0,450
[SCIAN 33100] Première transformation des métaux	Sidérurgie (SCIAN 3311 / 3312) : production de fer ou d'acier sous formes simples ou en tuyaux et tubes Production et transformation d'alumine et d'aluminium (SCIAN 3313) : production d'aluminium sous formes simples Production et transformation de métaux non ferreux sauf l'aluminium (SCIAN 3314) : production de métaux non ferreux autres que l'aluminium Fonderies (SCIAN 3315) : fabrication de pièces à partir de métaux fondus dans des moules ou des matrices	7 640
[SCIAN 33200]	Fabrication de produits métalliques	0,243

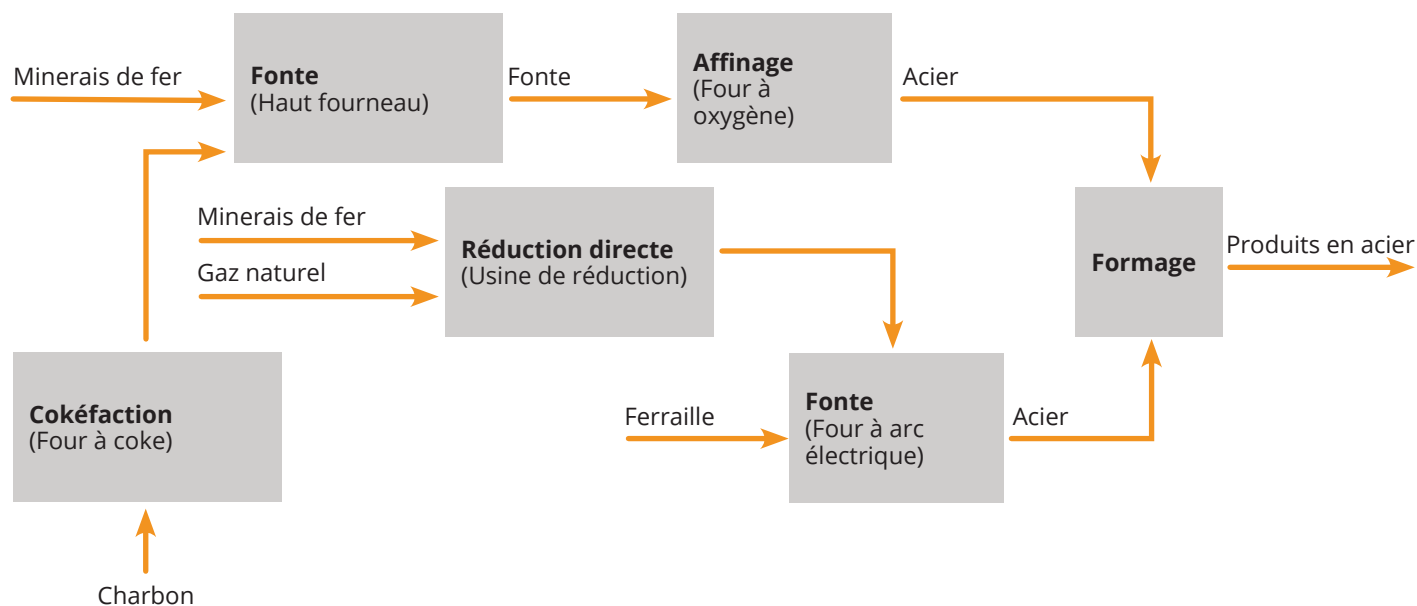
Source : Statistique Canada, 2019.

Les procédés utilisés dans l'industrie pour la transformation sont la pyrométallurgie (chaleur), l'hydrométallurgie (produits chimiques), l'électrométallurgie (électrolyse) et les procédés mécaniques (force) (Pelard et Murray, 2017).

Au Québec, deux industries priment dans le secteur de la métallurgie : la filière du fer et celle de l'aluminium. Si la filière du fer est assez complète dans la province (en raison de la présence de mines de fer et d'installations de sidérurgie), toute la bauxite⁷ utilisée dans les alumineries québécoises est importée. En absence d'extraction de bauxite, la filière de l'aluminium au Québec est essentiellement composée de la première transformation (affinage et fusion). Les graphiques suivants décrivent les grandes étapes de ces filières.

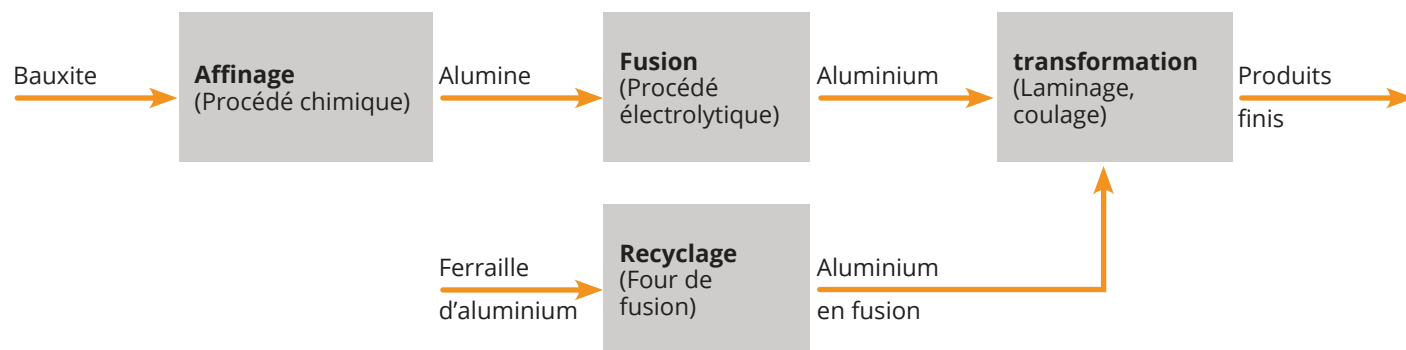
⁷ La bauxite est l'agrégat naturel de minerai riche en aluminium, selon la définition de RNCan datant de 2008.

GRAPHIQUE 17 • SCHÉMA DE LA FILIÈRE DE L'ACIER



Source : Adaptation par les auteurs de RNCan, 2008.

GRAPHIQUE 18 • SCHÉMA DE LA FILIÈRE DE L'ALUMINIUM



Source : Adaptation par les auteurs de RNCan, 2008.

Comme les procédés les plus énergivores (et intenses en GES) au Québec sont la réduction directe (procédé utilisant de la chaleur) et le fonte dans un four à arc électrique (procédé électrolytique utilisant de l'électricité) pour l'acier et la fusion pour l'aluminium (procédé électrolytique utilisant de l'électricité), nous avons choisi de présenter ces deux industries séparément. Les activités d'extraction de minerai sont ainsi présentées dans la section 3.2 (et pour les perspectives technologiques de réduction dans la section 4.2), indépendamment de la filière de l'acier (qui est classée avant tout comme une des différentes utilisations de chaleur industrielle, sections 3.3 et 4.3) et de la filière de l'aluminium (section 3.4 et 4.5).

Les graphiques suivants décrivent les grandes étapes de ces filières. À noter que pour le graphique 17, la filière par haut fourneau n'est pas présente au Québec, où la filière de production d'acier primaire est plutôt basé sur la voie par réduction directe/four à arc électrique

3. Profils sectoriels et procédés émetteurs

Dans cette section, nous présentons les sources d'émission de GES directes des différents sous-secteurs industriels du Québec, ainsi que les profils sectoriels pour le Québec. Les principaux émetteurs des divers sous-secteurs, leur localisation géographique, les gaz qu'ils émettent ainsi que l'évolution des émissions de GES dans les différents sous-secteurs sont analysés en détail.

Les profils d'émissions de GES sectorielles ont été réalisés à partir de données provenant des registres provincial et fédéral, ainsi qu'à l'aide de données inédites fournies par le MELCC pour ce qui est des émissions des GES liées à la biomasse (voir annexe 1). L'utilisation de multiples sources s'est avérée nécessaire puisque les registres ne présentent pas les mêmes renseignements. Par exemple, le registre fédéral, dont le seuil de déclaration est de 50 000 tonnes, contient des données détaillées (p. ex., coordonnées géographiques, types de GES) pour la période allant de 2004 à 2016, tandis que le registre provincial, dont le seuil de déclaration est de 10 000 tonnes, comprend seulement les totaux d'émissions de GES par entreprise pour la période allant de 2012 à 2016. (Pour une comparaison des deux registres, voir le tableau en annexe 1.) Certaines incohérences ou incongruités peuvent être observées en raison des différentes méthodologies utilisées pour compiler ces données. Réalisée à partir des données disponibles, cette étude permet néanmoins de faire, pour la première fois au Québec, une comparaison et une caractérisation des profils d'émissions de GES des différents sous-secteurs industriels. Les gouvernements fédéral et provincial devront uniformiser davantage leurs registres pour qu'une analyse plus poussée puisse être réalisée.

3.1 Contexte

Le secteur industriel a certes réduit ses émissions et porté une grande attention aux stratégies de réduction de GES qui sont à sa disposition. Mais la diversité des contextes industriels et la confidentialité des informations font parfois en sorte que les solutions de réductions des émissions de GES sont moins évidentes dans ce secteur, comparativement aux secteurs de l'énergie, des transports et du bâtiment. Dans Bataille et coll. (2018), les auteurs ont noté que plus de 50 % des options de réduction des émissions industrielles de la phase I du Deep Decarbonization Project (Bataille et coll., 2016) reposaient sur des renseignements sectoriels vagues, incomplets ou manquants. D'après les conclusions de cet ouvrage, cette lacune a eu pour effet de fixer à l'industrie des objectifs moins ambitieux que ceux proposés pour d'autres secteurs, de même que des budgets carbone inutilement élevés.

Il faut dire que le secteur industriel pose des défis particuliers. À l'échelle mondiale, l'Agence internationale de l'énergie estime que la part de trois industries seulement (acier, ciment et produits chimiques) dans les émissions industrielles totales de GES s'élève à 70 %. Ce total grimpe à 75 % si on ajoute l'aluminium et les pâtes et papiers (Philibert, 2017). Ces émissions ne proviennent pas seulement de la combustion de carburants fossiles, mais aussi en grande part des transformations chimiques subies par le calcaire lors de la production de ciment et par le fer lors de celle de l'acier, par exemple. Ces émissions seront donc difficiles à réduire sans une révision en profondeur des procédés industriels.

Les entreprises de ces secteurs ont des points en commun : elles sont intensives en capitaux, elles fabriquent des produits de base indifférenciés et elles sont intégrées à des marchés internationaux. Elles sont donc très exposées aux hausses de prix découlant de l'application de

nouvelles normes d'émissions de GES. Comme les prix des marchandises qu'elles produisent sont fixés par un marché global, il leur est impossible d'en refilet les coûts à leurs clients.

Cette section décrit les principaux procédés industriels émetteurs de GES au Québec, tout en traitant d'émissions récentes et des acteurs qui composent les sous-secteurs industriels.

3.2 Exploitation minière et extraction de minerai de fer

Les minéraux extraits au Québec proviennent de 27 mines actives en 2016, ainsi que de près de 530 sites d'extraction de substances minérales de surface. Les principales substances métalliques extraites du sous-sol québécois sont les suivantes, par ordre décroissant de la valeur des livraisons : l'or, le fer, le nickel, le titane, le niobium, le cuivre et le zinc (ISQ, 2018). En quantité, le fer est cependant de loin le minerai le plus important. À cela s'ajoutent plusieurs substances secondaires (palladium, argent, platine, cobalt, etc.). Les substances non métalliques extraites des mines québécoises sont le sel, la silice, le mica, le graphite, le feldspath et, depuis 2016, le diamant (ISQ, 2018). Cette section se concentre sur le minerai de fer, étant donné son importance dans le secteur minier québécois, qui se reflète dans les émissions de GES comme indiqué dans la sous-section sur les GES du sous-secteur de l'exploitation minière. En effet, pour Arcelor Mittal Exploration minière en 2016 (fer) génère 1,26 Mt de GES contre près de huit fois moins pour la seconde compagnie en importance, soit la compagnie aurifère Canadian Malartic (0,16 Mt).

L'extraction du minerai de fer est une activité extrêmement énergivore, tant à l'étape de l'aménagement des mines qu'à celle de leur exploitation. Dans les mines à ciel ouvert, le diesel demeure en général la principale source d'énergie, l'usage de l'électricité étant ordinairement réservé aux équipements de broyage et de criblage lorsqu'il est possible de relier le site d'exploitation au réseau électrique. La facture énergétique représente jusqu'à 60 % des coûts d'exploitation d'une mine.

Les émissions de GES, qui sont directement reliées au volume de stériles miniers⁸ et de minerai à extraire et à transporter, varient en fonction du cycle de vie d'une mine. À l'étape de l'aménagement, par exemple, il faut déplacer d'énormes quantités de mort-terrain (matériaux situés au-dessus de ce qui est à extraire), alors que la production de minerai demeure faible ou nulle. Vers la fin de la vie utile d'une mine, l'exploitation d'un minerai à faible concentration et la distance croissante entre le site d'extraction et les installations favorisent aussi la croissance de la consommation énergétique (Immink et coll., 2018).

Les principales étapes de la production sont le forage, le dynamitage, le chargement, le concassage, le triage et criblage, l'empilement, le chargement et la livraison. Selon Haque et Norgate (2015), la plupart des analyses du cycle de vie de la production de minerais métalliques ne détaillent pas les émissions propres à chaque étape, principalement parce qu'il existe peu de données disponibles dans ce domaine. On note aussi que l'extraction demeure une part relativement faible – et donc négligée – de l'ensemble du cycle de vie des métaux, la part du lion revenant évidemment au raffinage.

Selon les résultats d'une étude menée auprès de mines de fer en Afrique du Sud, le chargement et le transport du minerai jusqu'aux installations représentent toutefois environ la moitié des émissions de CO₂ liées à cette activité minière, soit 11,9 kg d'éq. CO₂ par tonne de minerai (Haque et Norgate, 2015). Les camions de mine, qui sont généralement mus par des moteurs diesel, sont aussi très énergivores. Voici une liste détaillée des émissions :

⁸ Les stériles miniers sont des terres et des roches improductives mêlées au minerai ou intercalées entre les filons et qu'il faut déblayer pour dégager le minerai (TERMIUM Plus, 2019).

Étape des opérations	Énergie (MJ/t)	Émissions (kg d'éq. CO ₂ /t)
Forage	1,3	0,1
Dynamitage	3,3	0,7
Chargement/transport	92,1	6,0
Concassage/criblage	23,1	2,5
Empilement	4,6	0,5
Livraison par rail	20,9	1,3
Opérations portuaires	7,4	0,8
Total	152,7	11,9

Il faut toutefois garder à l'esprit que la consommation d'énergie varie beaucoup d'un site à l'autre. Au-delà des enjeux reliés à la teneur du minerai et aux impuretés, on note que l'exploitation des grands gisements est plus émettrice que celle des petits. Selon une étude australienne (Palamure, 2016), les petites mines sont les moins émettrices (3,42 kg de CO₂/t). Les mines de taille moyenne présentent une valeur médiane (9,42 kg de CO₂/t) et les grandes mines sont les plus émettrices (11,42 kg de CO₂/t). Ceci rejoint les données citées ci-dessus sur l'importance des activités de chargement et de transport.

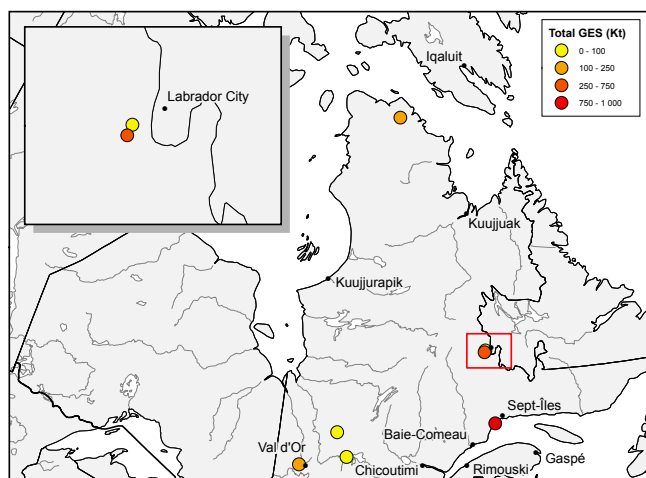
Les mines québécoises font également le bouletage du minerai de fer, une activité qui n'apparaît pas dans les inventaires d'émissions de GES réalisés à l'étranger. Les hauts fourneaux (voir section 2.2) ont besoin d'un minerai concentré présentant une granulométrie minimale. Même s'il n'y a pas de hauts fourneaux au Québec, la province est un important exportateur de minerai de fer vers d'autres provinces du Canada ou pays détenant cette technologie. Ce minerai était autrefois fourni par d'autres minerais à très haute teneur en fer. Mais pour exploiter les gisements actuels à plus faible teneur, il faut broyer finement le minerai pour en extraire le fer. Ces particules fines doivent ensuite être agglomérées pour répondre aux besoins des hauts fourneaux. Pour fabriquer ces boulettes de 10 à 16 mm de diamètre, on mélange les grains d'oxyde de fer avec des additifs, puis on les cuit dans des fours pour les rendre assez dures pour être manipulées et transportées. Il ne s'agit pas d'une réelle transformation, mais plutôt d'un conditionnement (Bienvenu, 2017).

Le bouletage consomme environ 1,2 GJ d'énergie par tonne produite. En 1999, on estimait que les émissions de GES liées à cette activité (recensées dans le tableau suivant) seraient supérieures aux émissions liées aux mines à proprement parler (IEA GHG, 2000).

Gaz à effet de serre	Kg éq. CO ₂ par tonne de boulettes
CO ₂	15,6 à 31,8
N ₂ O	0,1 à 0,5

INDICATEURS DES GES DE L'EXPLOITATION MINIÈRE AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018



Nombres de sites : 7

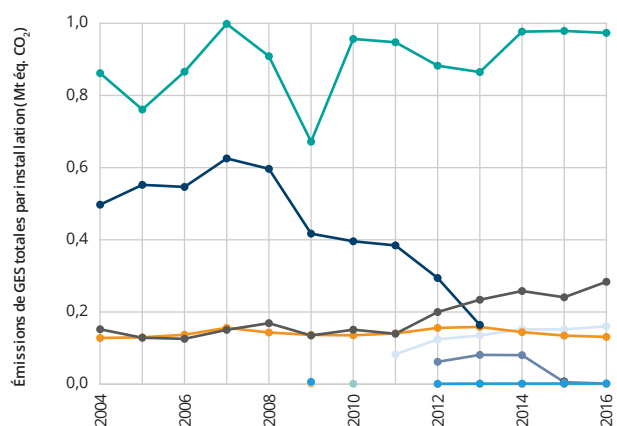
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	7	1,55
MDDELCC	16	1,84

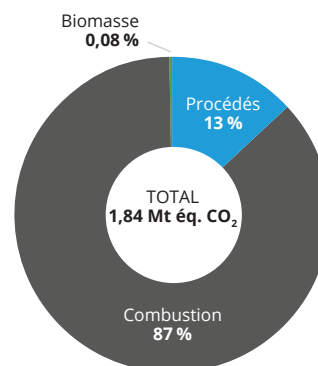
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
Arcelor Mittal exploration minière	1,26
Canadian Malartic	0,16
Glencore Canada	0,13
Ressources Métanor	0,0002
Minerai de fer Québec	0,0002

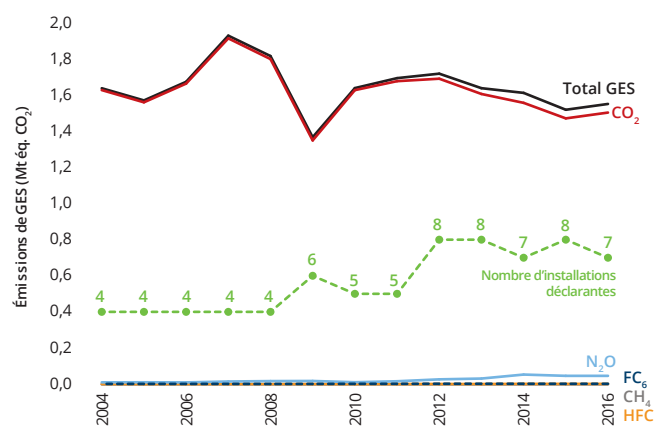
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*,†



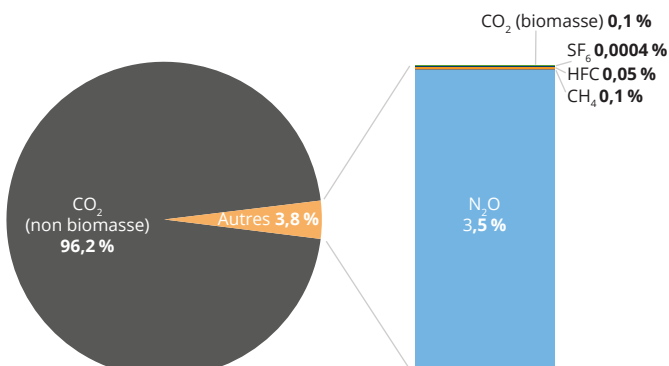
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



† Légende : ● ArcelorMittal Exploitation minière Canada - Usine de bouletage de Port-Cartier ● Mines Wabush Sept-Îles ● ArcelorMittal Exploitation minière Canada - Mine de Mont-Wright ● Glencore Canada Corporation - Mine Raglan ● Canadian Malartic ● Minerai de fer Québec inc. - Mine du Lac Bloom ● Ressources Métanor inc. - Mine Bachelors ● ArcelorMittal Mines Canada - Fire Lake ● Ressources Métanor inc. - Mine Barry ● Nyrstar - Mine Langlois

3.3 Chaleur industrielle

La plupart des procédés industriels exigent de la chaleur, qui doit être produite à son tour par de l'énergie. Le niveau exact de chaleur nécessaire à ces procédés et les émissions de GES varient selon l'industrie et le contexte. Il est impossible de préciser ici chaque situation. Mais le tableau qui suit (inspiré de Bataille et coll., 2018) présente de façon succincte les principales plages de chaleur, les industries qui les utilisent et les approches envisageables pour remplacer une partie des sources d'énergie fossiles par des substituts décarbonés.

Températures	Secteurs typiques	Approches sans GES techniquement envisageables pour satisfaire une partie des besoins en chaleur
0 à 250 °C	• Production de vapeur • Agroalimentaire • Pâtes et papiers	• Pompes à chaleur • Solaire thermique
250 à 1 000 °C	• Chimie industrielle • Raffineries de pétrole	• Solaire thermique concentré • Chaleur résiduelle de pile à combustible • Petits réacteurs modulaires (nucléaire)
1 000 à 1 600 °C	• Ciment • Acier, sidérurgie	• Biomasse • Hydrogène • Méthane de synthèse / gaz naturel renouvelable • Générateurs de plasma

Les pages qui suivent traitent des émissions des entreprises œuvrant dans les secteurs où la chaleur industrielle est importante.

GES provenant du secteur québécois des pâtes et papiers

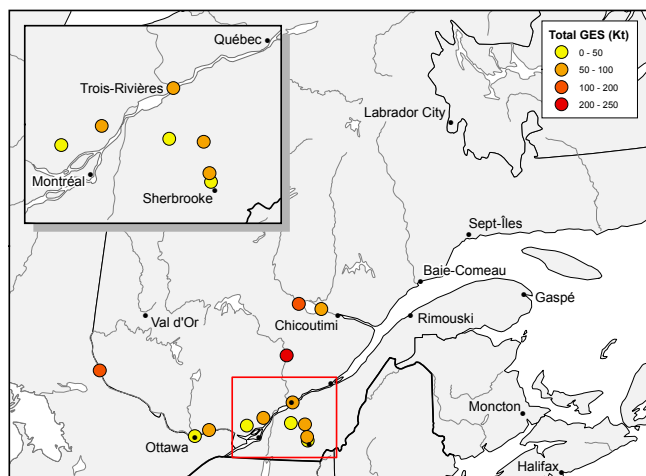
Le secteur des pâtes et papiers au Québec diffère des autres pour plusieurs raisons : c'est le sous-secteur industriel ayant le niveau d'émissions de GES le plus élevé (7,67 Mt). Ces GES, principalement issus de la biomasse, sont produits par un nombre d'acteurs relativement grand (36). Aucun d'entre eux ne génère une quantité prépondérante d'émissions de GES, contrairement à beaucoup d'autres secteurs importants, comme ceux des raffineries, de l'aluminium ou des mines.

Les émissions de GES (excluant la biomasse) sont cependant concentrées principalement dans les usines de procédés chimiques. Le four à chaux servant à la calcination est la source principale d'émissions. Quelques usines de ce type (six ou sept) génèrent ainsi plus de 50 % des émissions du secteur.

Les émissions de GES du secteur des pâtes et papier, largement issues de la combustion de biomasse, sont cependant en décroissance. Les émissions de CO₂ prédominent, mais des petites quantités de CH₄ et de N₂O sont également émises (moins de 1 %).

INDICATEURS DES GES PROVENANT DU SECTEUR DES PÂTES ET PAPIERS AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



Nombres de sites: 13

Nombre d'installations déclarantes

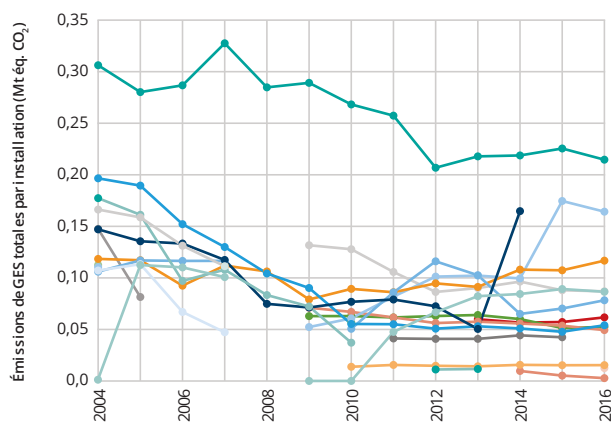
	N	Mt
ECCC	13	0,99
MDDELCC	36	7,67

Principaux émetteurs

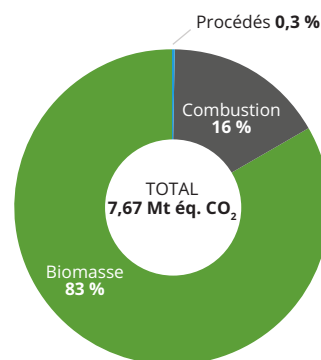
(total des GES par société), 2016*

	Mt
WestRock du Canada	0,22
Tembec	0,16
Kruger	0,16
FibreK	0,12
Domtar	0,09

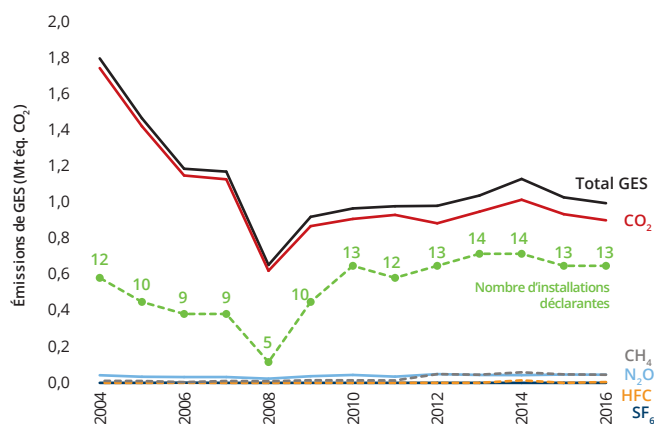
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*,°



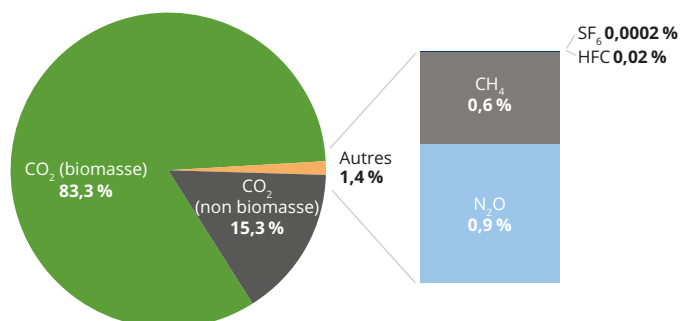
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



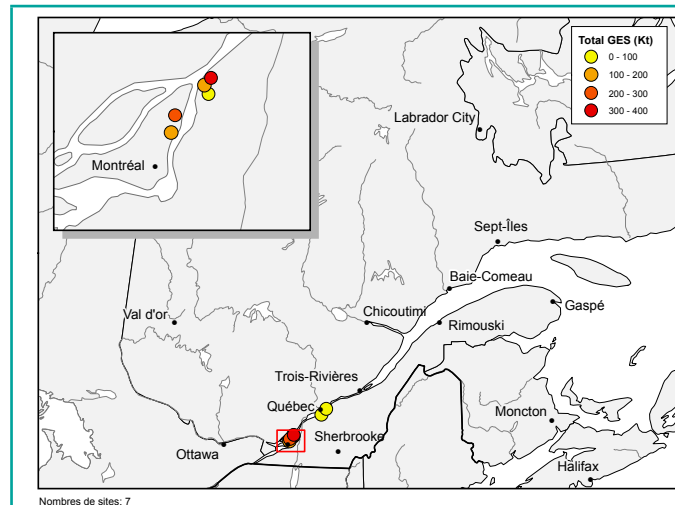
° Légende : ● Rolland inc. - Usine de St-Jérôme ● Cascades Canada ULC (Kingsey Falls) ● Papiers de publication Kruger inc. - Usine de Brompton ● Kruger Inc. (Montréal) ● Technocell inc. (Drummondville) ● Smurfit-Stone Container Canada, L.P. - Usine de Matane ● PRODUITS KRUGER s.e.c. (Crabtree) ● Produits Kruger s.e.c. - Usine de Gatineau ● Domtar inc. - Usine de Windsor ● Stadacona inc. - Usine de Québec ● Smurfit-Stone Canada inc. - Usine de New Richmond ● WestRock du Canada inc. - Usine de La Tuque ● Tembec (Témiscaming) ● FibreK S.E.N.C. (St-Félicien) ● Fortress Cellulose Spécialisée - Usine de Thurso ● Kruger Wayagamack inc. (Trois-Rivières) ● Resolute FP Canada Inc. - Usine Laurentide ● Abitibi Consolidated du Canada - Usine Kénogami (Jonquière) ● Papiers de publication Kruger inc. (Trois-Rivières) ● Abitibi Consolidated du Canada - Division Belgo ● Resolute FP Canada Inc. - Division Alma

GES provenant de la production des produits chimiques au Québec

Les émetteurs du secteur des produits chimiques sont très concentrés dans la région de l'est de Montréal et de Varennes. Le nombre d'émetteurs et leur niveau d'émissions sont assez stables. Le fait qu'une grande proportion de GES (18,5 %) sont des hydrofluorocarbures (HFC) constitue la principale particularité du secteur.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DU SECTEUR DES PRODUITS CHIMIQUES AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



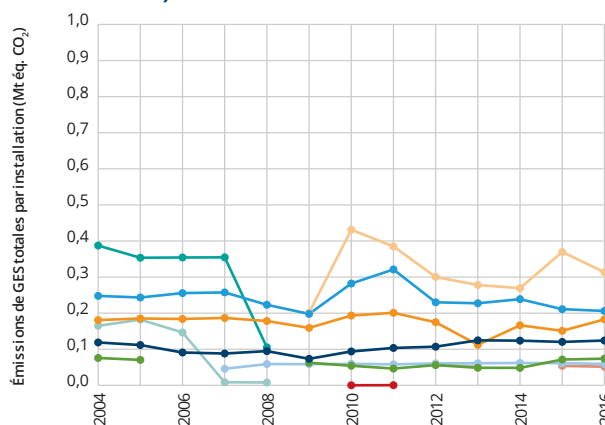
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	7	1,01
MDDELCC	20	1,84

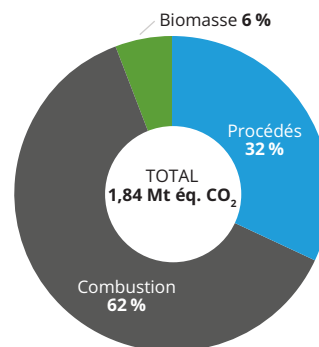
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
Principaux émetteurs 2016	Mt
Dow Chemical Canada ULC	0,31
Chimie Parachem	0,21
Kronos Canada	0,18
Indorama PTA	0,12
CEPSA Chimie	0,07

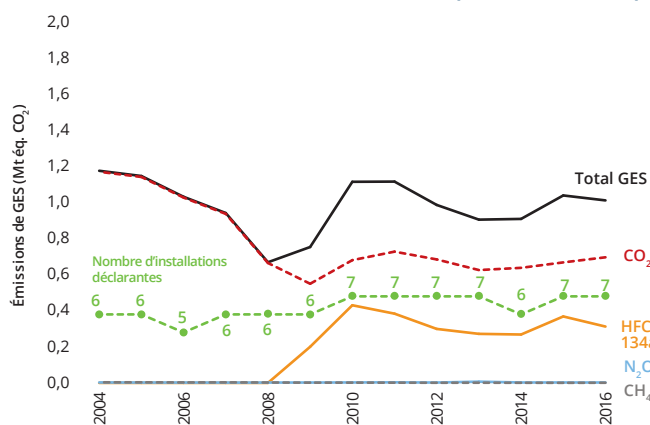
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*,†



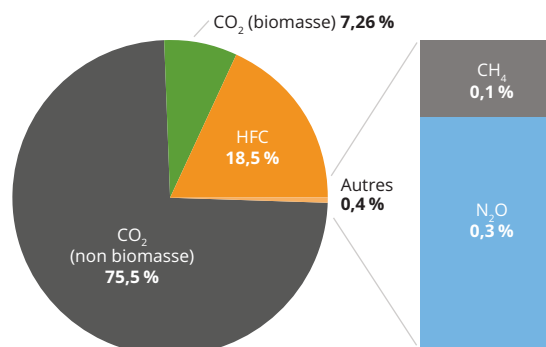
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



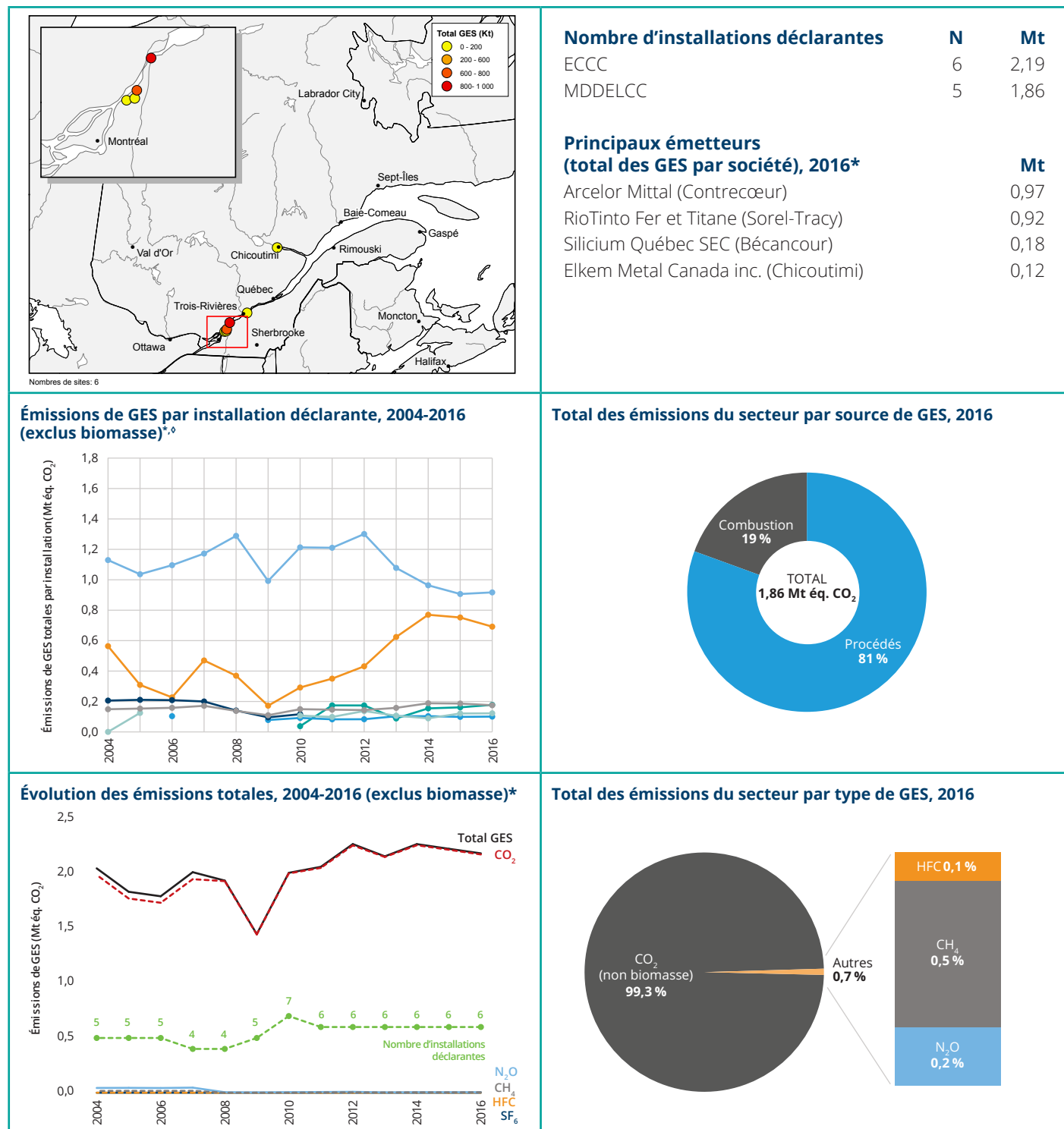
† Légende : • Air Liquide Canada Inc. (Bécancour) • Praxair Canada Inc. (Varennes) • Produits Techni-Seal (Candiac) • Dow Chemical Canada ULC (Varennes) • GreenField Specialty Alcohols Inc. (Varennes) • Société PCI Chimie Canada (Bécancour) • Pétrumont s.e.c. (Varennes) • CEPSA Chimie Bécancour • KRONOS Canada, Inc. (Varennes) • Indorama PTA Montréal s.e.c. (Montréal) • Chimie Parachem s.e.c (Montréal-Est)

GES provenant du secteur de la sidérurgie au Québec

Deux grands joueurs prédominent quant aux émissions provenant du secteur de la sidérurgie au Québec, soit Arcelor Mittal et Rio Tinto Fer et titane, la première entreprise étant située à Contrecoeur et la deuxième, à Sorel-Tracy. Rio Tinto produit aussi beaucoup de titane (principale activité), le fer n'étant qu'un coproduit. Ce n'est donc pas réellement une usine « sidérurgique ». Les émissions de CO₂, qui prévalent, proviennent en majorité des procédés (utilisation de chaux et de coke, réduction du minerai, etc.) et de la combustion (vu les besoins élevés en chaleur). L'annexe 3 fournit plus de détails à cet égard.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DU SECTEUR DE LA SIDÉRURGIE AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



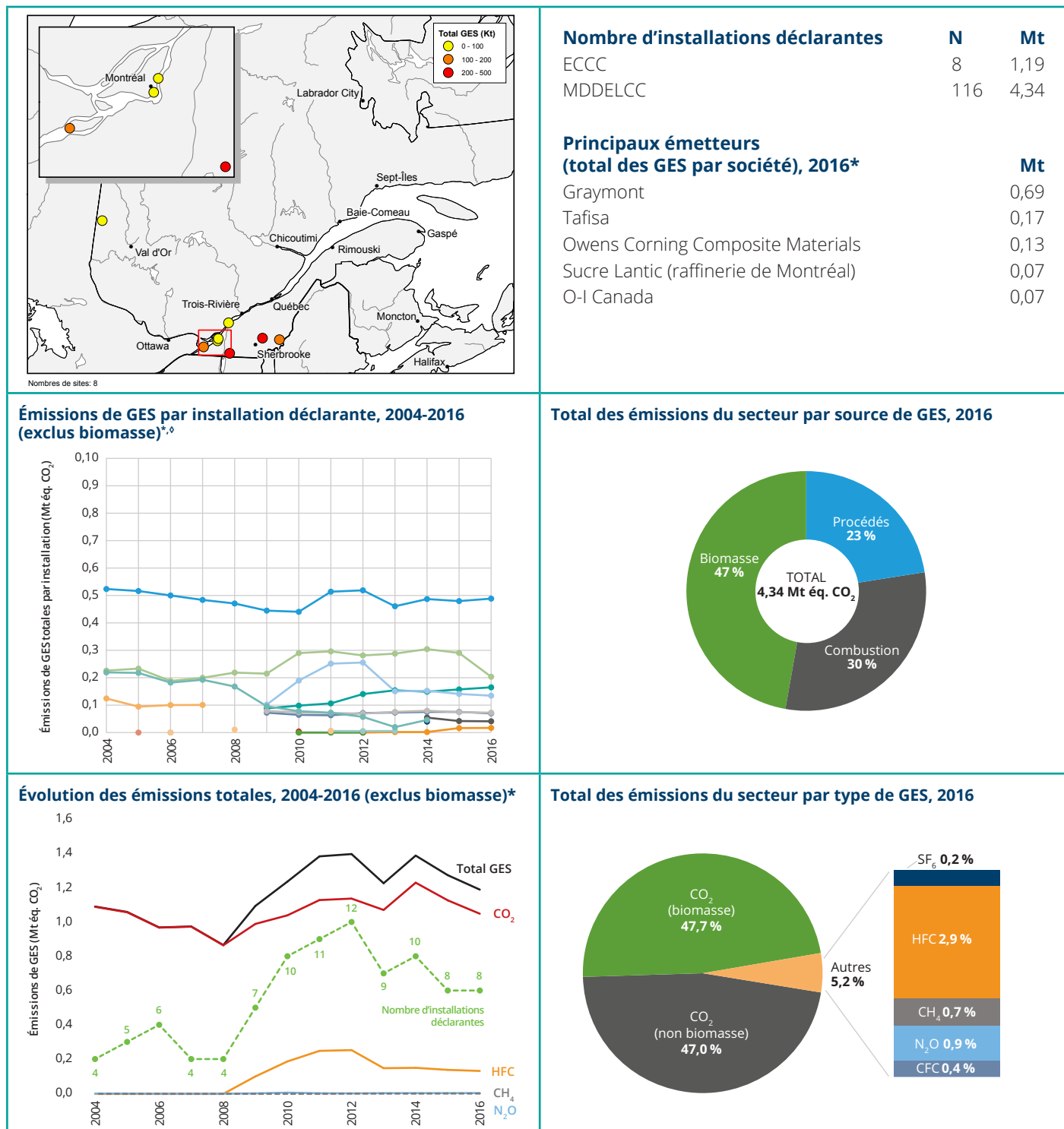
♦ Légende : ● Silicium Québec SEC (Bécancour) ● ArcelorMittal Montréal Inc. (Contrecoeur Ouest) ● ArcelorMittal Montréal Inc. (Contrecoeur) ● Bécancour Silicon inc ● Elkem Metal Canada Inc. (Chicoutimi) ● Rio Tinto Fer et Titane inc. (Sorel-Tracy) ● ArcelorMittal Montréal Inc. (Contrecoeur)

GES provenant des autres secteurs manufacturiers au Québec

Ce secteur, qui regroupe un grand nombre d'entreprises très variées, fait un usage important de la biomasse. La répartition géographique des entreprises qui le composent est également plus diversifiée que dans les autres secteurs.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DES AUTRES SECTEURS MANUFACTURIERS AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018; MDDELCC, 2018.



† Légende : ● Tafisa Canada Inc. ● TRT ETGO du Québec ● Les Forges de Sorel Cie ● Enerlab 2000 Inc. ● Tembec - Usine Abitibi-O et Bois-Jointé ● Tembec - Usine Senneterre ● Produits forestiers Arbec s.e.n.c. ● Produits American Biltrite Ltée ● O-I Canada Corp. ● Lantic Inc. - Raffinerie Montréal ● Owens Corning Composite Materials Canada LP ● Electrolux Canada Corp. ● Bridgestone Firestone Canada inc. ● Graymont - Usine de Marbleton ● Graymont - Usine de Joliette ● Graymont - Usine de Bedford ● AGC Flat glass North America Ltée

3.4 Production primaire d'alumine et d'aluminium

Le travail des alumineries consiste principalement à réduire un minerai traité, l'alumine, en aluminium métallique, au moyen du procédé électrolytique Hall-Héroult. Ce procédé consiste à faire circuler de grandes quantités d'électricité dans une solution d'alumine à partir d'anodes en carbone. Il comporte deux sources d'émissions de GES : la première source est liée à l'énergie électrique utilisée par le procédé. Au Québec, on a recours à l'hydroélectricité pour cette fin ; on peut donc considérer les émissions d'origine énergétique comme étant négligeables.

La seconde source émettrice de GES est liée au procédé lui-même, qui libère du CO_2 et des perfluorocarbures (PFC), les CF_4 et C_2F_6 , sous forme de bulles se formant dans la cuve (parfois appelée creuset). Les cuves de réduction électrolytique utilisent des anodes de carbone faites de coke de pétrole finement broyé et mélangé avec du brai pour former une pâte qui est cuite sous forme d'anode. Ces anodes réagissent avec l'oxygène contenu dans l'alumine (Al_2O_3) pour créer du CO_2 et ne laisser que de l'aluminium pur.

Les émissions de perfluorocarbures (PFC), pour leur part, proviennent d'effets d'anodes irréguliers, qui surviennent lorsqu'un mauvais contrôle de l'alimentation en alumine fait chuter sa concentration en dessous d'un niveau minimum dans la cuve. Le fluorure de la solution de cryolite présente dans le bain électrolytique réagit alors avec l'anode en carbone pour former à peu près 90 % de CF_4 et 10 % de C_2F_6 .

En 1995, on estimait les émissions canadiennes de CO_2 liées aux anodes à 3,6 Mt, tandis que les émissions de CF_4 étaient de 0,98 millier de tonnes (kt) et celles de C_2F_6 de 0,10 kt. Ces PFC sont toutefois de puissants GES, leur potentiel de réchauffement planétaire allant d'un facteur de 7 390 à 17 340 (ECCC, 2018). Ensemble, ces deux PFC représentaient en 1995 des émissions équivalentes à 6 Mt d'éq. CO_2 (TRNEE, 1999). Une production de 2,17 Mt d'aluminium génère ainsi des émissions de 4,4 kg de CO_2 par kilogramme de métal produit, dans le même ordre de grandeur que les 3,5 kg indiqués par Lytton (2018). Les alumineries canadiennes ont cependant réussi à augmenter leur production à 3,2 Mt d'aluminium en 2016 (RNCAN, 2019) et à diminuer leurs émissions à moins de 6 Mt d'éq. CO_2 (ECCC, 2018), ce qui se traduit par des émissions de 1,87 kg de CO_2 par kilogramme d'aluminium produit.

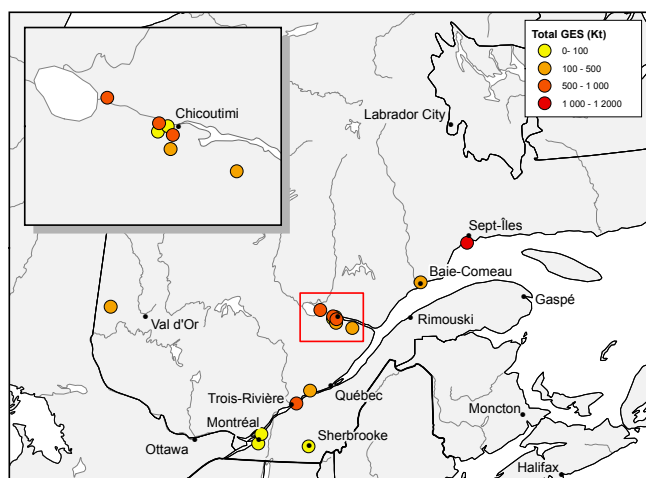
GES provenant de la filière de l'aluminium au Québec

Quatre acteurs clés prévalent dans cette filière au Québec : Rio Tinto, Alouette, Alcoa et l'Aluminerie de Bécancour. Ils sont situés dans le Saguenay et sur la rive nord du Saint-Laurent, de Bécancour à Sept-Îles. Si les émissions sont majoritairement composées de CO_2 , c'est à cause des procédés, comme indiqué précédemment. On constate qu'entre 2005 et 2016, les émissions de PFC ont diminué de façon constante, de progrès attribuables aux investissements réalisés par les alumineries québécoises pour améliorer leurs procédés. La dernière usine utilisant la technologie Soderberg, devenue vétuste, a fermé ses portes en 2013. À présent les sites en activité au Québec utilisent tous des anodes précuites.

Il faut par ailleurs ajouter que Rio Tinto Alcan ne fait pas que transformer de l'alumine en aluminium, car la compagnie possède aussi une usine de transformation de la bauxite en alumine, qui contribue à une part importante de ses émissions.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DE LA FILIÈRE DE L'ALUMINIUM AU QUÉBEC, 2016

Sources : *ECCC, 2018; MDDELCC, 2018.



Nombres de sites: 15

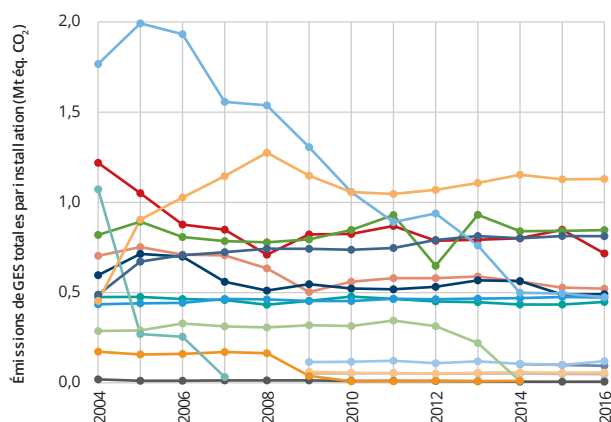
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	15	6,26
MDDELCC	23	5,81

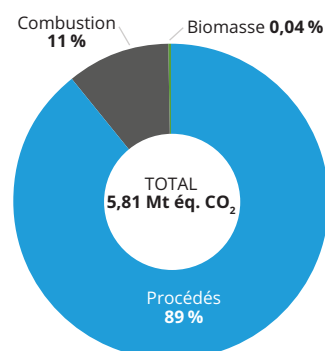
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
RioTintoAlcan	3,13
Aluminerie Alouette	1,13
Alcoa Canada	0,95
Aluminerie de Bécancour	0,81
Glencore (cuivre)	0,18

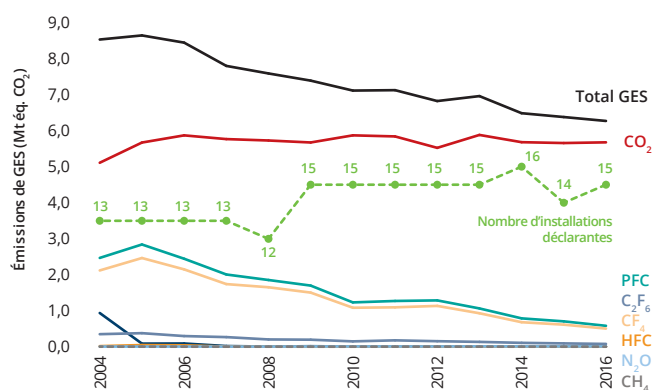
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*



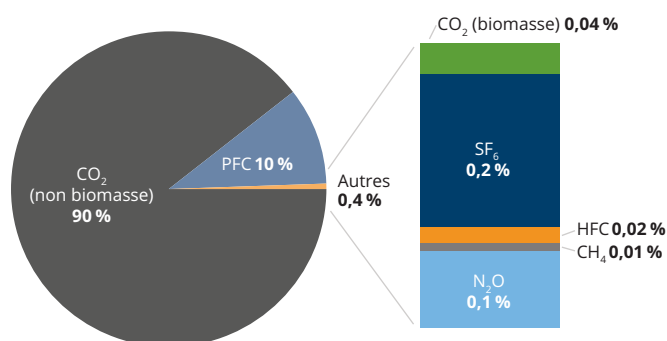
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



♦ Légende : ● Ball technologies avancées d'aluminium Canada inc. (Sherbrooke) ● Rio Tinto Alcan Inc - Aluminerie Arvida - Centre technologique AP60 ● Revolution VSC LP (Sainte-Catherine) ● Glencore Canada Corporation - Fonderie Horne (Rouyn-Noranda) ● Glencore Canada Corporation - Raffinerie CCR (Montréal) ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine Vaudreuil (Jonquière) ● Rio Tinto Alcan - Usine Shawinigan ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine Laterrière ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine Grande-Baie ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine de fluorure (Jonquière) ● Alcoa - Lauralco - Usine de Deschambault ● Rio Tinto Alcan - Usine de Beauharnois ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine Arvida ● Rio Tinto Alcan Inc - Usine Alma ● Norsk Hydro Canada Inc (Bécancour) ● Aluminerie de Bécancour inc. ● Alcoa Canada Co. (Baie-Comeau) ● Aluminerie Alouette inc. (Sept-Îles)

3.5 Fabrication de ciment

Le ciment se fabrique en faisant chauffer, dans un four rotatif, un mélange composé d'environ 80 % de calcaire (source de calcium) et de 20 % de matériaux divers, dont de l'argile, source d'aluminosilicates, et du sable. Cette cuisson provoque l'agglomération du clinker, de petits nodules contenant deux tiers ou plus de silicates de calcium, ainsi que divers composés à base d'aluminium et de fer. Réduit en poudre, le clinker représente 92 % de la masse du ciment Portland, le reste étant des constituants secondaires déterminant le délai de prise et d'autres caractéristiques.

La calcination du clinker permet de décomposer le carbonate de calcium (CaCO_3) du calcaire en chaux (CaO) et en dioxyde de carbone (CO_2). Il existe quelques variantes du procédé de base. Certaines utilisent les intrants sous forme poudreuse sèche, tandis que d'autres ajoutent de l'eau au mélange pour former un coulis. Cet ajout est nécessaire pour traiter certains types de calcaire, mais l'évaporation de l'eau en cours de calcination augmente les besoins énergétiques du procédé (Griffin, 2016).

La calcination nécessite une température d'environ 1 500 °C, ce qui en fait un procédé à consommation énergétique élevée. Ce procédé justifie à lui seul 90 % des besoins en énergie des cimenteries, estimé entre 3 et 4 GJ de chaleur par tonne de clinker (Åhman, 2004). Les sources d'énergie varient : gaz naturel, pétrole, charbon ou matières résiduelles à détruire ou valoriser. Au Québec, le combustible utilisé dans les cimenteries représente de 35 à 40 % des émissions directes de GES, tandis que la décarbonatation du calcaire émet de 60 à 65 % du total (Pinel, 2015).

Ailleurs dans le monde, les émissions directes de la fabrication du ciment sont estimées à 60 % pour la décarbonatation (ENOVA, 2017) et à 30 % pour le carburant. Les 10 % restantes proviennent indirectement de l'électricité utilisée pour les activités de broyage (Griffin 2016). Au Québec, l'hydroélectricité ramène l'empreinte carbone du broyage à un niveau négligeable.

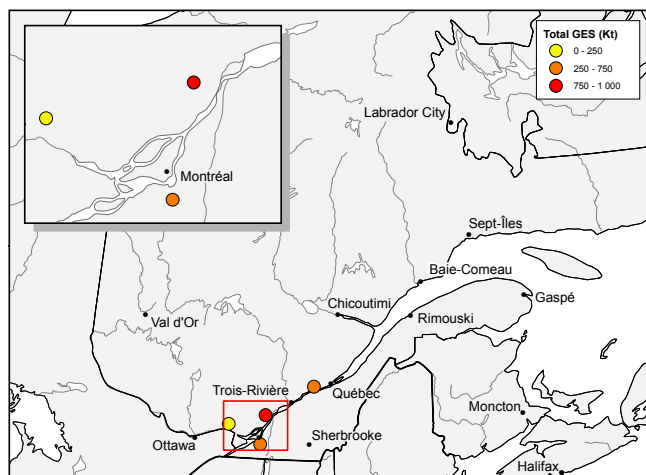
GES provenant de la fabrication de ciment au Québec

Quatre émetteurs se partagent les émissions de ce secteur à forte intensité de GES. Trois d'entre eux sont établis dans la grande région de Montréal, alors que le quatrième est situé près de Québec. Il est à noter que la cimenterie de McInnis à Port-Daniel-Gascons (Gaspésie), cinquième acteur en importance, a été inaugurée en juin 2017.

Dans les cimenteries du Québec, les procédés de fabrication représentent la principale source d'émissions, suivie de la combustion, où la part de biomasse (4,5 %) est marginale, mais non négligeable.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DE LA FABRICATION DU CIMENT AU QUÉBEC, 2016

Sources : ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



Nombres de sites : 4

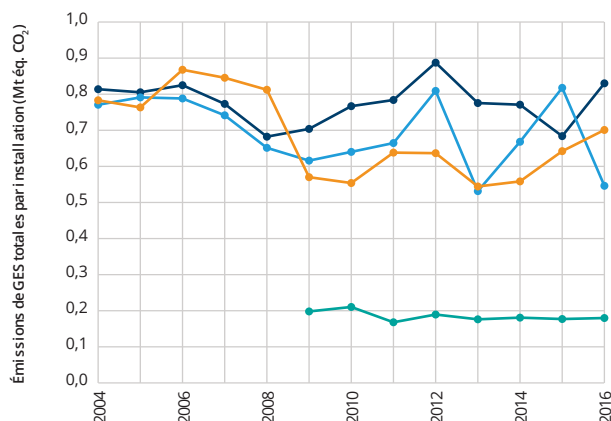
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	4	2,26
MDDELCC	4	2,30

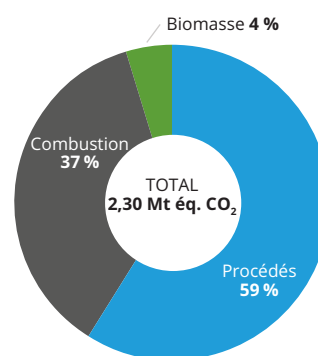
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
Groupe CRH Canada	0,83
Ciment Québec	0,70
Lafarge Canada	0,55
Colacem Canada	0,18

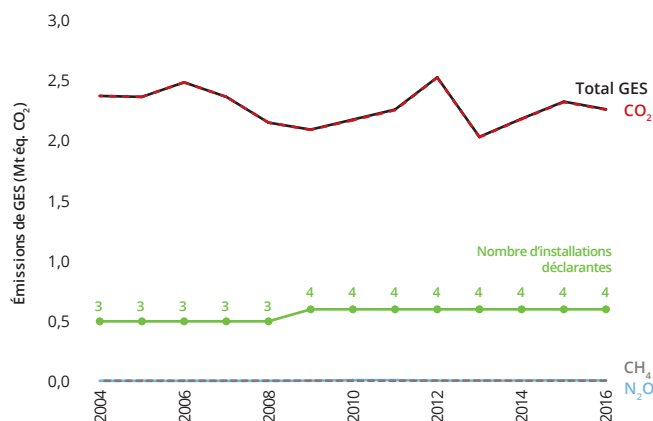
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*



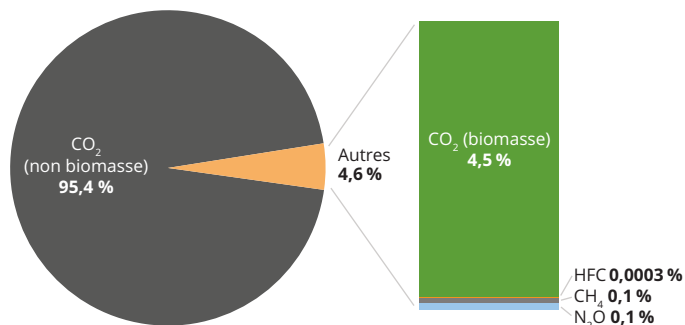
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



* Légende : ● Colacem Canada inc. (Grenville-sur-la-Rouge) ● CRH Canada Group Inc. (Joliette) ● Lafarge Canada (Saint-Constant) ● Ciment Québec Inc. (Saint-Basile)

3.6 Raffineries de pétrole

Les raffineries de pétrole séparent et transforment le pétrole brut en une variété de produits finis, dont les plus connus sont l'essence, le diesel, le carburéacteur, le mazout lourd, les lubrifiants et le bitume. Elles utilisent à cette fin quatre principaux procédés. Le premier, commun à toutes les raffineries, est la séparation par distillation dans une colonne atmosphérique. Dans la plupart des raffineries, les produits qui ne se séparent pas à l'aide de la distillation atmosphérique sont soumis à des étapes supplémentaires de redistillation sous vide. Viennent ensuite les procédés de conversion des hydrocarbures, tels que le reformage ou l'hydrotraitement, permettant de modifier leurs propriétés afin de les rendre conformes aux spécifications des carburants. Il y a aussi les procédés de valorisation des résidus de la distillation, tels que le craquage, la cokéfaction ou la polymérisation, permettant de transformer ces résidus en produits utiles.

Il existe trois types de raffineries, qui se distinguent par leur niveau croissant de complexité et d'efficacité dans la distillation du pétrole brut (EPA, 2010).

- Les **raffineries de première distillation** (*topping refineries*), les plus simples, n'utilisent qu'une simple colonne de distillation atmosphérique pour produire du naphta et d'autres produits intermédiaires. Elles ne sont plus viables économiquement de nos jours et certaines de celles qui subsistent se spécialisent dans le traitement de bruts lourds pour produire du bitume.
- À la colonne de distillation atmosphérique, les **raffineries hydroskimming** ajoutent des unités d'hydrotraitement à l'hydrogène et de reformage à la vapeur qui permettent notamment de produire de l'essence, mais pas de raffiner les composantes lourdes qui demeurent à la base de la colonne de distillation. Ces raffineries sont également rares de nos jours.
- Les **raffineries complexes**, qui sont dotées de diverses unités de conversion (par craquage catalytique, craquage à la vapeur, cokéfaction et autres procédés), permettent de transformer les composantes lourdes du pétrole en produits plus légers et de plus grande valeur, comme le diesel ou l'essence. Leur équipement précis peut varier en fonction de la densité et du degré de contamination du pétrole à raffiner.

Dans le monde, la capacité des raffineries varie de 1 500 (Ulyanovskneft, Russie) à 940 000 barils par jour (Paraguana, Venezuela). La moyenne mondiale, qui est de 132 000 barils, atteint 140 000 barils dans les pays membres de l'OCDE et 167 000 dans ceux de l'OPEP. Si le nombre de raffineries a diminué de manière marquée depuis 30 ans, la capacité moyenne, en revanche, a augmenté de 30 % de 1993 à 2007 (Brown, 2010).

La principale source d'énergie des raffineries est le gaz de combustion de raffinerie. Il s'agit d'un mélange de gaz trop légers pour être incorporé aux produits finis (carburants), composés principalement d'hydrocarbures légers, mais aussi d'hydrogène, de sulfure d'hydrogène (H_2S) – s'il n'est pas enlevé –, et divers autres gaz. Récupérés au sommet de la colonne de distillation, ces gaz sont brûlés pour fournir la chaleur nécessaire à la distillation, mais aussi de l'électricité et de la vapeur. Une raffinerie possède plusieurs réchauffeurs et chaudières distincts à ces fins. Comme le gaz de raffinerie ne couvre habituellement pas tous les besoins d'une raffinerie, il faut y ajouter du gaz naturel ou d'autres hydrocarbures autoproduits en raffinerie (comme du propane, du butane ou parfois du mazout lourd) en quantité variable, selon la complexité de l'installation.

Les diverses unités d'une raffinerie utilisent beaucoup plus de vapeur que d'électricité (principalement pour faire fonctionner diverses pompes). La vapeur est produite dans des chaudières conventionnelles ou de récupération de chaleur, tandis que l'électricité est produite par

cogénération, une mesure bien établie d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES (Brown, 2010). À moins que la source locale d'électricité soit plus compétitive, comme au Québec, auquel cas la cogénération n'est pas ou peu utilisée.

Les raffineries consomment de plus en plus d'hydrogène, utilisé surtout pour retirer le soufre dans les carburants et parfois pour transformer les fractions lourdes pauvres en hydrogène en produits plus en demande et de plus forte valeur, comme l'essence et le diesel. Ces besoins tendent à augmenter en raison de la réglementation exigeant des produits pétroliers de qualité toujours croissante (Syrek, 2011). La plupart des raffineries produisent elles-mêmes l'hydrogène dont elles ont besoin par vapocraquage du méthane (*steam methane reforming*) (Brown, 2010).

Une raffinerie utilise l'équivalent de 4 à 15 % de son approvisionnement en brut pour répondre à ses propres besoins énergétiques (Brown, 2010). En 2008, on estimait que les raffineries françaises utilisaient 7,1 % de leur apport en brut, contre 12 % environ pour les raffineries américaines, qui comportent plus d'unités spécialisées pour le traitement du pétrole lourd (Chavanne, 2015). Les émissions de GES, pour leur part, atteignent 0,219 kg de CO₂ par kilogramme de produit fini.

On estimait en 2010 que les émissions de GES des raffineries aux États-Unis se composaient à 97,67 % de CO₂, à 2,25 % de CH₄ et à 0,08 % de N₂O (EPA, 2010). L'organisation des raffineries canadiennes étant semblables, il y a tout lieu de croire que ces chiffres sont valables ici aussi. À l'échelle américaine, les émissions se décomposaient comme suit en fonction des procédés, les proportions exactes pouvant varier localement selon l'aménagement exact de chaque raffinerie.

Procédé	Pourcentage des émissions
Combustion du gaz de raffinerie/gaz naturel	63,3 %
Unité de craquage catalytique en lit fluide (FCCU)	23,5 %
Unité d'hydrotraitement à l'hydrogène	5,8 %
Torchage	2,5 %
Unité de récupération du soufre	1,8 %
Autres	3,1 %

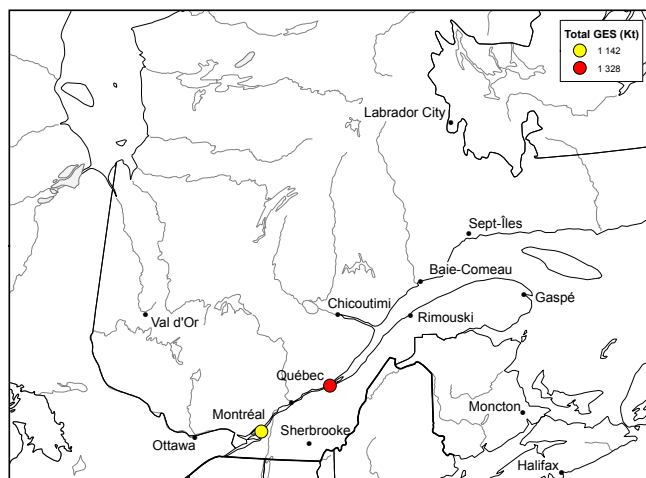
GES provenant du raffinage au Québec

Au Québec, deux raffineries se partagent à peu près également les émissions de GES, celle d'Énergie Valero à Lévis et celle de Suncor à Montréal. Avec plus de 1 Mt de GES chacune, ces installations produisant des produits pétroliers ont des concentrations d'émissions de CO₂ très élevées. Ce CO₂ provient surtout de la combustion (67 %), mais aussi de procédés (33 %) comme le craquage catalytique et la production d'hydrogène.

En 2010, la raffinerie Shell de Montréal a fermé ses portes, réduisant les émissions de GES de la province d'environ 1,3 Mt de GES. Mentionnons qu'à la suite de la fermeture de cette raffinerie, la consommation de produits pétroliers n'a pas diminué au Québec (voir à ce sujet Whitmore et Pineau, 2018). Les émissions de GES évitées dans la province ont donc simplement été déplacées ailleurs, dans des raffineries hors Québec.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DU RAFFINAGE AU QUÉBEC, 2016

Sources : ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



Nombres de sites: 2

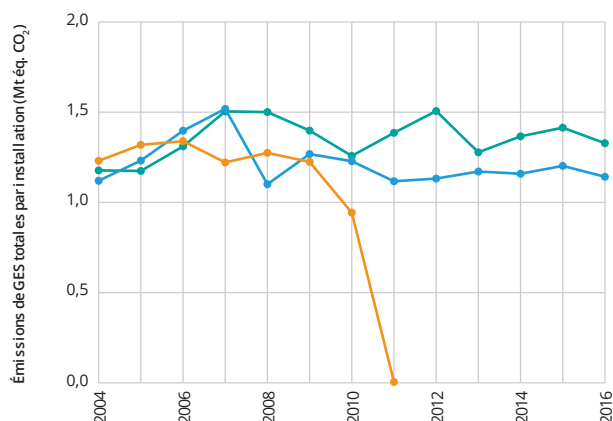
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	2	2,47
MDDELCC	2	2,47

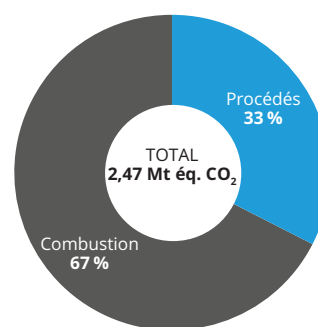
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
Valero Energy	1,33
Suncor Énergies	1,14

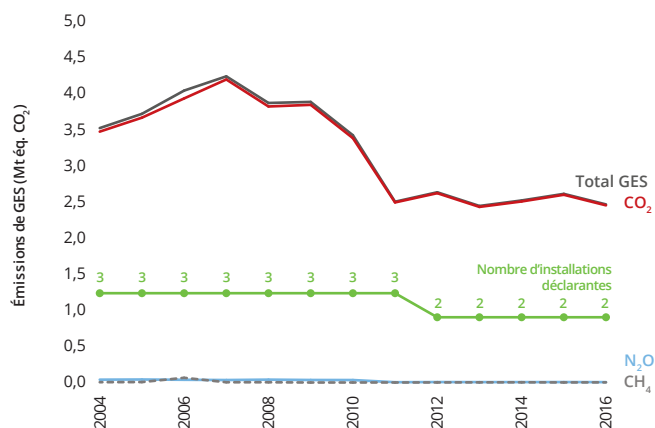
Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*



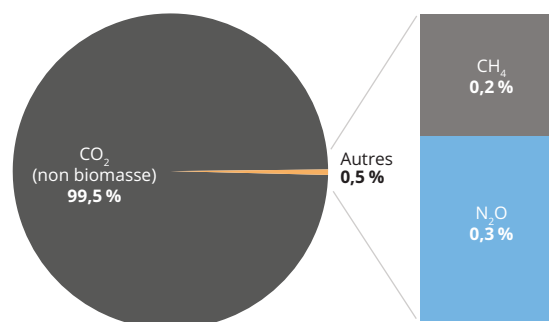
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



* Légende : ● Valero Energy Inc ● Suncor Energy ● Shell Canada Products

3.7 Traitement et élimination des matières résiduelles

Les émissions de GES du secteur du traitement et de l'élimination des matières résiduelles sont notamment liées à l'enfouissement ou à l'incinération de ces matières. Au Québec, les émissions de ce secteur se concentrent autour des sites d'enfouissement. Diverses catégories de matière organique s'y retrouvent : les feuilles et les résidus verts, les résidus alimentaires, les résidus de bois et le papier. Une fois enfouies et privées d'un apport en oxygène, ces matières subissent une décomposition anaérobie graduelle, qui produit un mélange de résidus solides stables et d'émanations gazeuses, connues sous le nom de biogaz, ou gaz de décharge (CRA, 2011). Ce biogaz constitue le principal enjeu du secteur du traitement et de l'élimination des déchets. Il se compose principalement de CH_4 , de CO_2 et d'azote, comme détaillé dans le tableau ci-dessous (EPA, 2008). En pratique, les proportions exactes des deux types de GES (CH_4 et CO_2) varient beaucoup d'un site à l'autre et en fonction du cycle de vie d'un site d'enfouissement et de sa composition. Le biogaz comporte aussi des traces d'un grand nombre de composés volatils.

Composante du gaz de décharge	Pourcentage du total
Méthane (CH_4)	40,8
Dioxyde de carbone (CO_2)	34,3
Azote (N_2)	21,9
Oxygène (O_2)	2,5

La quantité totale d'émissions varie. Elle peut atteindre une tonne d'éq. CO_2 par tonne de matière pour un dépotoir ouvert sans aucune gestion, mais serait de l'ordre de 300 kg par tonne pour un site d'enfouissement en gestion conventionnelle contenant de la matière mixte. Elle peut être aussi basse que 30 kg par tonne pour des sites à faible teneur en matière organique (Manfredi, 2009).

Moins souvent abordée que celle du biogaz, la question de la collecte et du transport n'est pas anodine. Les camions qui transportent les déchets consomment du carburant diesel, qui émet 2,7 kg éq. CO_2 par litre. Les émissions varient de 1 à 20 kg éq. CO_2 par tonne transportée en fonction de la distance et de l'efficacité des camions, avec une valeur moyenne proche de 10 kg (ICF, 2005). Les émissions de CO_2 varient également en raison du nombre de collectes effectuées par les municipalités, la distance entre les arrêts ainsi que la distance avec le lieu d'élimination.

Les grands bulldozers utilisés dans les sites d'enfouissement constituent également une source d'émissions. Leur consommation de diesel varie en fonction du site, mais peut être estimée à 1,5 litre par tonne de matière, ce qui représente environ 4 kg éq. CO_2 par tonne enfouie (ICF, 2005). Selon Manfredi (2009), l'ensemble des émissions reliées au transport, à l'enfouissement et aux autres activités de gestion des sites d'enfouissement représente environ 16 kg par tonne.

On estime que le secteur du traitement et de l'élimination des déchets représente à peu près 3 % des émissions de GES dans le monde. Le méthane représente 90 % des émissions (en éq. CO_2) du secteur et pas moins de 18 % des émissions mondiales de méthane anthropogénique (Bogner, 2008). La situation au Canada semble suivre la tendance mondiale, puisque le biogaz y représente 3 % de l'ensemble des émissions canadiennes de GES et 13 % de celles qui ne sont pas attribuables à la combustion (TRNEE, 1999).

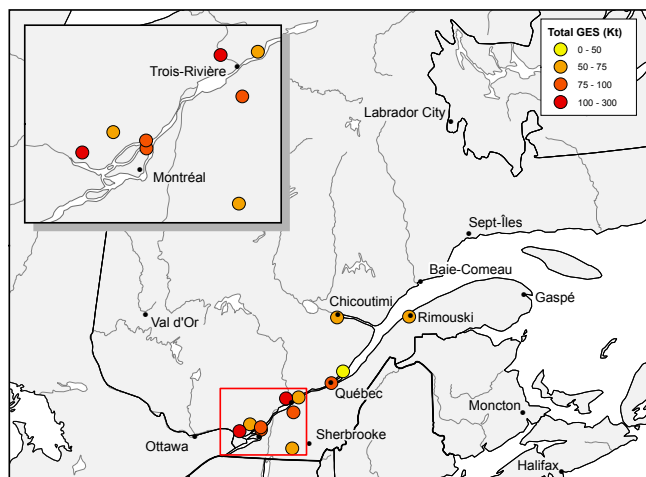
GES provenant des déchets au Québec

Le secteur des déchets est globalement responsable d'environ 4 Mt de GES (voir graphique 13). Le grand nombre de lieux d'enfouissement, et donc d'acteurs dans la filière, fait en sorte que 12 seulement déclarent leurs émissions à ECCC, pour un total de près de 1,1 Mt. Au niveau provincial, 31 compagnies déclarent leurs émissions, pour un total de 2,33 Mt – incluant cependant 35 % d'émissions de biomasse. Ces émissions de biomasse sont issues de la combustion en incinérateur et du CO₂ contenu dans le biogaz qui se forme dans les sites et qui est à l'origine des émissions de CH₄.

La différence entre les 4 Mt de GES de l'inventaire québécois et celles déclarées directement par des entreprises s'explique par un grand nombre de petits sites d'enfouissement dont les émissions annuelles sont sous le seuil de déclaration de 10 000 tonnes. Au moins 167 sites additionnels sont responsables des émissions de ce secteur.

INDICATEURS DES GES PROVENANT DU SECTEUR DES DÉCHETS AU QUÉBEC, 2016

Sources : ECCC, 2018 ; MDDELCC, 2018.



Nombres de sites: 12

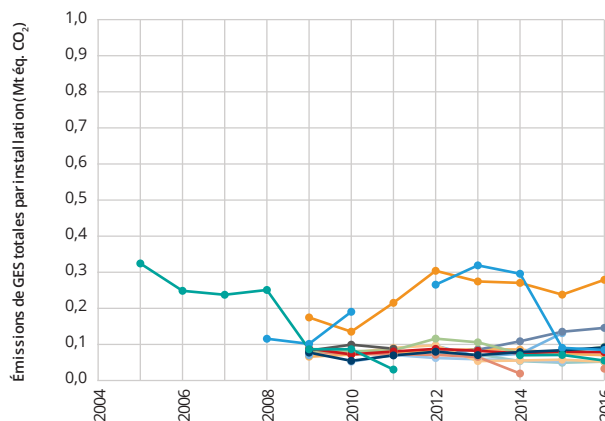
Nombre d'installations déclarantes

	N	Mt
ECCC	12	1,09
MDDELCC	31	2,33

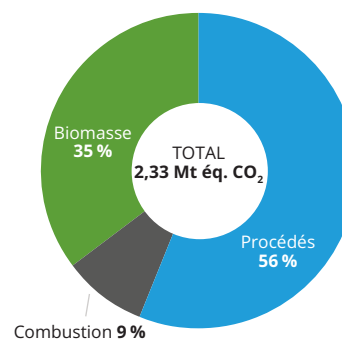
Principaux émetteurs (total des GES par société), 2016*

	Mt
Waste Management	0,33
Régie de gestion des mat. rés. Mauricie	0,20
Ville de Québec	0,09
RIEDSBM	0,09
Complexe Enviro Connexions	0,09

Émissions de GES par installation déclarante, 2004-2016 (exclus biomasse)*,†



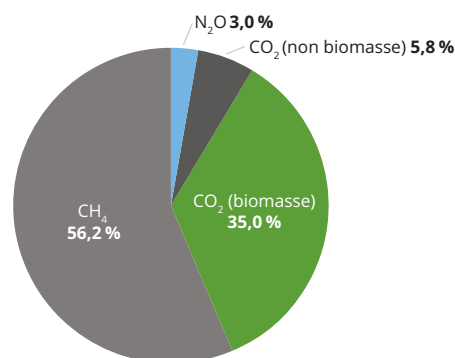
Total des émissions du secteur par source de GES, 2016



Évolution des émissions totales, 2004-2016 (exclus biomasse)*



Total des émissions du secteur par type de GES, 2016



† Légende : ● Ville de Rimouski (LTE) ● Services Matrec Inc (Centre technologique) ● Dépôt Rive-Nord Inc. ● Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie (LTE Champlain) ● Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie (LTE Saint Étienne) ● Waste Management of Canada Corporation (LTE Magog) ● Roland Thibault inc. ● Ville de Québec (LTE) ● Ville de Québec (Incinérateur) ● Waste Management of Canada Corporation (LTE Saint-Nicéphore) ● Ville de Montréal (Station d'épuration) ● RIEDSBM (LTE Cowansville) ● Waste Management of Canada Corporation (Lachute) ● Complexe Enviro Connexions (Usine de triage) ● Waste Management of Canada Corporation (LTE Sainte-Sophie)

4. Perspectives technologiques de réduction

Jusqu'ici, l'approche canadienne de réduction des émissions de GES dans le secteur industriel a surtout consisté à financer la recherche en vue d'améliorer l'efficacité énergétique (Galvez et MacDonald, 2018). Bien que valable, cette approche a ses limites et ne permettra pas à elle seule d'atteindre les cibles canadiennes et québécoises de réduction d'émissions de GES. Comme illustré dans les graphiques 1 et 2 (section 1), trois grands axes d'intervention s'offrent à l'industrie :

1. mieux gérer l'énergie et les processus ;
2. utiliser de nouvelles technologies ;
3. refondre les écosystèmes et faire intervenir les principes de l'économie circulaire.

Cette présente section aborde surtout les nouvelles technologies, axées concrètement sur trois avenues possibles :

- captage du CO₂ ;
- substitution d'énergie à faible émission ;
- mise en place de nouveaux procédés (moins émetteurs).

Dans une première sous-section, nous abordons le contexte général des perspectives technologiques de réduction des émissions industrielles de GES. Puis nous passons en revue les principales technologies dans les sous-secteurs industriels primordiaux pour le Québec.

4.1 Contexte général

Caractéristiques des industries à forte intensité énergétique

Selon Wesseling et coll. (2017), les industries à forte intensité énergétique se distinguent par une intensité élevée en capital, des cycles d'investissement très longs, une grande dépendance à l'égard du sentier technologique, un recours aux firmes externes pour l'innovation, des structures industrielles relativement rigides et enfin, des incitatifs insuffisants pour lutter contre les émissions. Chacune de ces caractéristiques est précisée ci-dessous.

Forte intensité en capital. Ces industries consomment beaucoup d'énergie en raison du recours à des procédés reposant sur des transformations ou des ruptures de liens chimiques qui ne se produisent qu'à des températures élevées. Ces procédés énergivores entraînent d'importants coûts fixes, mais offrent en contrepartie un fort potentiel d'économies d'échelle en matière énergétique et organisationnelle. Il en résulte des usines fortement automatisées et délicates à gérer. Les investissements requis pour mettre en place ce genre d'infrastructures opérationnelles constituent une forte barrière à l'entrée. Les nouveaux acteurs finissent donc souvent par être absorbés par ceux déjà bien établis. Ces importants investissements constituent aussi une barrière à la sortie, ce qui explique pourquoi les hausses de production reposent sur l'amélioration des usines existantes plus que sur la construction de nouvelles.

Longs cycles d'investissement. Les énormes coûts fixes s'amortissent dans le cadre de marchés cycliques exposés à de fortes variations de prix et de marges bénéficiaires, ce qui donne lieu à de longs délais de récupération. Pour cette raison, les investissements importants s'inscrivent le plus souvent dans des cycles de 20 à 40 ans. Des améliorations mineures sont régulièrement apportées pour accroître la productivité et l'efficacité énergétique.

Grande dépendance à l'égard du sentier technologique. L'innovation des industries à forte intensité énergétique tend à s'inscrire dans les cadres technologiques existants. Elle repose sur des améliorations, apportées par touches successives, qui visent à accroître la productivité et n'exigent que des investissements modérés. Les changements radicaux sont vus comme risqués, coûteux, difficiles à intégrer et peu concurrentiels par rapport aux technologies en place présentant de grandes économies d'échelle. Les premières étapes d'adoption sont marquées par beaucoup d'abandons.

Recours à des firmes externes pour les projets d'innovation. Au lieu de faire de la recherche et du développement (R et D) à l'interne, ces industries confient souvent leurs mandats de recherche technologique à un groupe restreint de fournisseurs spécialisés avec qui elles entretiennent des relations très étroites. Il s'agit de firmes de génie qui fournissent de l'équipement à des clients industriels du monde entier. Les produits mis au point, propres à des industries particulières et en faible demande, jouissent d'une forte protection de leurs droits de propriété intellectuelle et ont des durées de vie très longues. Les entreprises industrielles s'associent souvent à leurs compétiteurs et à ces fournisseurs technologiques pour échanger des idées et financer conjointement des projets les plus innovants, dont le coût dépasse leurs seuls moyens. Ces collaborations, qui ont souvent lieu à l'échelle nationale ou supranationale, sont parfois appuyées par des fonds publics.

Structures industrielles rigides. Dans de nombreuses industries, l'innovation et la soutenabilité sont portées par de nouveaux acteurs. Mais les industries à forte intensité énergétique comportent de fortes barrières à l'entrée, surtout en matière de capitaux, barrières qui sont exacerbées par une structure industrielle de type oligopolistique. Ces obstacles retardent ou inhibent les efforts de transition.

Incitatifs insuffisants pour lutter contre les émissions. Les industries à forte intensité énergétique font traditionnellement l'objet d'une faible demande pour des produits à faible empreinte carbone. Rares sont les politiques gouvernementales qui leur accordent un soutien dans la réduction de leurs émissions, même si elles font face à des contraintes de plus en plus lourdes, particulièrement au Québec avec le SPEDE. Les réductions d'émissions y sont généralement vues comme des retombées secondaires de la production de gains d'efficacité énergétique ou matérielle. De plus, contrairement aux industries visant les consommateurs, les industries à forte intensité énergétique qui déploient des efforts environnementaux ne bénéficient d'aucun avantage en ce qui concerne la différenciation des produits ou la perception de la marque. Les clients industriels – et même gouvernementaux – ne montrent aucun empressement à payer une prime pour obtenir du ciment à faible empreinte carbone, par exemple, même lorsque l'impact sur le prix est minime. Cette situation constitue un sérieux frein aux efforts de décarbonisation.

Contexte international

En plus des éléments soulevés précédemment, on observe un ralentissement généralisé des efforts d'amélioration de l'efficacité industrielle dans de nombreux pays. C'est notamment le cas au Royaume-Uni, où les industries à forte intensité énergétique ont fait d'énormes progrès dans les années 1980, grâce à d'importants programmes gouvernementaux de recherche et de mise à l'essai de technologies de réduction de la consommation énergétique. Les améliorations graduelles semblent avoir atteint leurs limites et il faut maintenant envisager d'importants changements structurels pour obtenir des gains importants (Barrett, 2018).

Åhman (2012) fait remarquer qu'une grande partie des infrastructures industrielles de l'Europe (et de l'Amérique du Nord) datent d'avant 1980 et qu'elles devront probablement être remises à neuf ou remplacées d'ici 2050. C'est une occasion à saisir, à condition que les technologies industrielles à faibles émissions de carbone, les connaissances techniques et le financement

soient disponibles en temps voulu. Cela exigera un important effort de R et D, car les technologies de capture et séquestration « à la sortie de la cheminée » ne suffiront pas à réduire les émissions de GES à zéro.

Les systèmes basés sur la tarification du carbone seront peu efficaces en ce qui concerne les industries à forte intensité énergétique. Contrairement à d'autres secteurs comme l'énergie et les transports, le secteur industriel québécois entre en concurrence avec celui de pays où la réglementation environnementale et la tarification carbone sont souvent inexistantes (Åhman, 2012).

Dans son état des lieux de la décarbonisation industrielle en Europe, Lytton (2018) observe que plusieurs des possibilités existantes de réduction des émissions ne sont pas exploitées. L'environnement réglementaire est souvent en cause. Les politiques pénalisent parfois les entreprises qui adoptent des technologies émergentes pour lesquelles il n'existe pas encore de cadre réglementaire, ou dont les méthodes d'étalonnage sont inadéquates. Les normes techniques exagérément prescriptives retardent aussi l'adoption d'innovations à faibles émissions.

La recherche montre en revanche que l'adoption de nouvelles technologies peut être facilitée par un contexte institutionnel approprié reposant sur un cadre législatif, des normes, des systèmes de formation, des agences de financement, ainsi que sur les habitudes des ingénieurs, des consommateurs et divers réseaux publics ou privés. Les technologies carbonées dominantes profitent encore souvent d'un contexte institutionnel qui les favorise. L'émergence d'un nouveau système technique zéro émission requiert donc non seulement un financement public accru de la recherche fondamentale et appliquée, mais aussi des incitatifs facilitant la mise en place d'un environnement institutionnel capable de compenser ses désavantages initiaux. Les obstacles ne sont pas que techniques et financiers, ils s'inscrivent aussi dans le fonctionnement des marchés et dans les habitudes des consommateurs (Åhman, 2012).

Principales pistes technologiques

Il existe un nombre relativement limité de catégories de technologies dont la mise au point présenterait des avantages pour de nombreuses industries à la fois. Nous énumérons dans la liste suivante les plus prometteuses, même si une grande variabilité existe quant à l'horizon temporel de leur déploiement (Åhman, 2012).

- **Moteurs** de ventilateurs et de pompes plus efficaces.
- **Procédés électrothermiques et catalytiques** permettant d'électrifier un grand nombre de procédés industriels.
- **Co-électrolyse du CO₂ et de l'eau** permettant de produire des hydrocarbures neutres en carbone, plus chers que l'électricité elle-même, mais utiles pour certaines applications.
- **Gazéification thermique de la biomasse**, une source d'énergie décarbonée pouvant convenir à de nombreuses industries.
- **Procédés biocatalytiques**, comme la fermentation et l'hydrolyse enzymatique, s'appliquant aussi à un vaste éventail d'industries.
- **Électro-extraction du fer et électrolyse avec anodes inertes** pour l'extraction de l'aluminium, des domaines où il n'existe actuellement pas de choix zéro émission.

À ces technologies, on peut aussi ajouter les avenues suivantes :

- Procédés de séparation et de concentration faisant appel à des procédés membranaires et électro-membranaires. Leur utilisation dans des industries générant des déchets organiques (alimentaire, pâtes et papiers, chimie, etc.) permettrait d'éviter les émissions de CO₂ associées à leur dégradation.
- Compression mécanique de la vapeur. Cette technique récupère la vapeur basse pression à l'aide de techniques électriques de compression. La compression permet d'utiliser l'énergie résiduelle de la vapeur en réduisant la demande en vapeur générée par l'utilisation de combustibles fossiles.

Le secteur universitaire, les centres collégiaux de transfert technologique (CCTT) et d'autres centres de recherche, de même que les fournisseurs, auront un rôle déterminant à jouer. Certaines de ces technologies ont déjà fait leurs preuves à l'échelle du laboratoire, mais cela ne suffit pas. Il faudra aussi lancer des projets pilotes et faire des essais de démonstration pour établir leur efficacité en situation réelle. Ces efforts de R et D dépasseront les ressources des entreprises et même des gouvernements nationaux, ce qui rendra les collaborations internationales indispensables (Lenaghan, 2015).

En plus de leurs avantages directs, les nouvelles technologies peuvent aussi réduire l'empreinte carbone des produits tout au long de leur cycle de vie. De nouvelles techniques de production, par exemple, peuvent rendre certaines matières recyclées plus attrayantes comme matière première, ce qui favorise la mise en place d'une économie circulaire. Le recyclage demeure toutefois sujet aux pertes d'énergie et de ressources, sans compter que la dispersion géographique peut en réduire l'attrait (CPEQ, 2017).

Technologies prometteuses à court et moyen terme

Les recherches effectuées à ce jour ont permis de repérer un grand nombre de technologies pouvant contribuer à la réduction des émissions de GES en milieu industriel. Certaines d'entre elles sont arrivées à maturité et sont actuellement mises en œuvre dans certaines industries. D'autres en sont à l'étape de l'usine pilote ou encore, n'en sont qu'au stade expérimental, voire de concept. Il est clair que les chercheurs sont en effervescence et qu'il sera possible d'atteindre des réductions importantes d'émissions – voire leur élimination – dans tous les secteurs d'ici 2030 ou 2050.

La concertation entre les gouvernements fédéral et provincial est par ailleurs mieux articulée sur le plan de la mise en œuvre des nouvelles technologies. De fait, le fédéral contribue au financement du programme ÉcoPerformance de l'organisme Transition énergétique Québec (TEQ). Le soutien accordé aux efforts de R et D reliés à la réduction de GES est harmonisé dans le cadre des programmes Technoclimat du TEQ (appuyé par le ministère québécois de l'Économie et de l'Innovation) et Technologies du développement durable Canada (TEQ, 2019).

Une certaine expertise, mise à contribution dans les CCTT et par les manufacturiers industriels, a aussi été développée dans différents centres de recherche, notamment les laboratoires d'Hydro-Québec. Hydro-Québec consacre plus de 100 millions \$ en R et D, dont près du quart est destiné au développement durable (Hydro-Québec, 2019).

À titre d'illustration, voici des exemples de procédés technologiques mis au point qui pourrait entraîner une réduction de GES industriels :

1. Intégration d'une technique d'électrolyse de l'eau comme complément à des procédés de production de carburants synthétiques. Technique applicable au procédé d'Enerkem de fabrication de biocarburants avancés et de produits chimiques verts à partir de déchets (Hydro-Québec, 2019).
2. Technologie (démonstration pilote achevée) d'intégration d'un procédé électrochimique pour la précipitation de la lignine de liqueur de cuisson Kraft servant de nouvel intrant dans la fabrication de fibres de carbone et comme combustible alternatif dans des fours à chaux (Cloutier et coll., 2013 ; Richardson et Uloth, 1990 ; Tomani et coll., 2011) ; cette technologie est utilisée dans la seule et dernière unité d'une usine kraft qui consomme du combustible fossile.
3. Développement et adoption à grande échelle d'un système de compression mécanique de la vapeur à l'usine Nexans. Cette technique nécessite dix fois moins d'énergie qu'un procédé au gaz, occupe moins d'espace et réduit les rejets de CO₂ de quelque 15 kilotonnes par année (Hydro-Québec, 2003).

4.2 Extraction de minerai

Les méthodes suggérées pour diminuer les émissions minières de GES concernent principalement le chargement et le transport. D'importants progrès ont été réalisés dans l'électrification des pelles chargeuses et des camions. L'automatisation des camions est une avenue prometteuse, de même que le remplacement des camions par des convoyeurs électriques sur une partie du trajet. Palamure (2016) estime que le recours aux convoyeurs pourrait à lui seul réduire de 30 % les besoins énergétiques liés au transport.

Les activités d'extraction du fer sont énergivores et le carburant diesel y joue un rôle important. Le premier poste de dépenses est le chargement et le transport du minerai par camion, qui consomme essentiellement du carburant diesel. Le deuxième poste important est le broyage du minerai, qui est mû par de l'électricité d'origine et d'empreinte variées. À Fermont, par exemple, la mine de Bloom Lake est reliée au réseau d'Hydro-Québec, tandis que celle de Fire Lake utilise des génératrices (qui ne sont cependant pas dédiées au broyage, puisque cette installation n'en contient pas). En fin de compte, les économies de carburant et l'optimisation des procédés recèlent un potentiel de réduction d'émissions plus important que les autres activités minières (Immink, 2018).

D'après le département de l'Énergie des États-Unis (US Department of Energy, 2007), le secteur industriel américain de l'extraction métallique pourrait réduire sa consommation d'énergie de 61 %, réduction qui proviendrait notamment à 21 % de l'adoption des meilleures pratiques industrielles. Cependant, il reste à inventer 40 % des technologies qui pourraient améliorer l'efficacité énergétique des activités d'extraction et de traitement du minerai. Les chercheurs se concentrent actuellement sur l'amélioration de l'efficacité de deux pratiques : le chargement et le transport du minerai, de même que son broyage.

Chargement et transport du minerai

Le chargement du minerai et son transport vers les installations de broyage sont des activités énergivores et fortement émettrices de CO₂. Traditionnellement, les camions de mine sont des véhicules diesel de très grande taille, capables de transporter des centaines de tonnes à la fois. L'un des défis pour ces camions consiste à transporter vers les installations de surface des

charges très lourdes sur des pentes souvent longues et abruptes, ce qui entraîne une forte consommation d'énergie.

Les principaux moyens proposés pour réduire la consommation de carburant ou substituer de l'électricité au diesel sont les suivantes :

- **Camions autonomes :** Dans un environnement minier où l'on retrouve peu de véhicules et aucun piéton, il est facile d'automatiser les camions et d'en faire des véhicules sans chauffeur. Là où ils sont utilisés, les camions autonomes sont considérés comme plus efficaces que les chauffeurs humains en raison des algorithmes de contrôle qui gèrent les changements de rapports et la vitesse du véhicule. D'après les recherches réalisées, les économies de carburant pourraient atteindre 15 %. Le positionnement et la navigation des camions reposent sur un mélange de GPS, de radars et de signaux laser. Selon Parreira (2013), le coût d'une telle installation serait d'environ 6,7 millions \$ en contexte canadien. Une autre étude cite le cas d'une mine où l'automatisation de sept camions transportant 38 000 tonnes de minerai par jour a mené à des économies annuelles d'un million \$ en carburant (Brundret, 2014). Cette technologie, qui peut être appliquée à des camions existants, est considérée comme mature et rentable. Elle est actuellement adoptée par un nombre croissant d'entreprises.
- **Camions hybrides :** Selon une étude, le remplacement du moteur diesel par un système de propulsion hybride diesel-électrique apporte des économies de carburant pouvant atteindre 26 % (Esfahanian, 2014). D'après une autre étude de cas sur divers camions citée par le même auteur, l'économie sur la durée de vie de la mine peut atteindre de 190 000 à 4 000 000 \$ par camion, selon l'état du véhicule analysé. Les résultats sont encore plus intéressants là où la mine est située plus haut que les installations de broyage, dans la mesure où le freinage régénératif de toute cette masse pendant la descente permet de produire beaucoup d'électricité sans faire appel au moteur diesel.
- **Ajout d'une batterie :** En général, les camions hybrides ne sont pas munis de batteries pour ne pas réduire leur charge utile. Cette absence est une occasion perdue de stocker l'énergie issue du freinage régénératif et de faire fonctionner les véhicules sans recours au moteur diesel. Les économies de carburant possibles varient selon la configuration de la mine, mais peuvent atteindre 22 % (Esfahanian, 2014). Un prototype de camion de mine assemblé en Suisse en 2017 comporte une batterie de 700 kWh. Les essais montrent que le camion récupère 40 kWh d'énergie par freinage régénératif lors de la descente, ce qu'il fait 40 fois par jour, pour un total quotidien de 800 kWh d'énergie récupérée (Lambert, 2017).
- **Assistance par caténaire en montée :** Cette pratique consiste à fournir un surplus de courant aux camions électriques ou hybrides à l'aide de fils électriques suspendus au-dessus du chemin, à la manière d'un tramway ou d'un trolleybus. Ce système permet de concevoir la taille du moteur diesel ou des batteries en fonction des déplacements en terrain plat, puis de fournir au moteur électrique l'énergie supplémentaire dont il a besoin en montée. Le procédé réduit d'autant plus les émissions que l'empreinte de l'électricité utilisée est faible. Selon Alvarado (2010), cette technologie utilisée depuis plus de 20 ans en Afrique du Sud réduit les coûts de carburant jusqu'à 50 % sur un camion hybride. Nuric (2009) décrit l'exemple d'une mine où le caténaire permet de faire passer la puissance du camion de 1 900 à 3 600 kW, évoquant des économies d'énergie de 45 à 60 %. Ce choix devrait, selon lui, être sérieusement envisagé dans toute mine dont la profondeur du puits dépasse les 150 mètres. Il s'agit d'une technologie à maturité dont l'adoption est en pleine expansion.

- **Substitution des camions par un convoyeur :** Une autre approche consiste à se passer des camions de mine. La pelle chargeuse déverse alors directement le minerai sur un convoyeur électrique, qui le transporte ensuite vers le broyage. Ces convoyeurs sont relativement mobiles et peuvent être déplacés pour se rapprocher du lieu de l'extraction. Selon Palamure (2016), cette technique est particulièrement efficace dans les mines de moyenne et grande dimensions, où les sites d'extraction et de broyage sont éloignés l'un de l'autre. Les économies d'énergie peuvent atteindre 30 %. L'efficacité du moteur électrique d'un convoyeur est d'environ 85 %, soit un pourcentage deux fois plus élevé que celui du moteur diesel d'un camion de mine (US Department of Energy, 2007). On rapporte qu'un seul convoyeur peut réduire les émissions d'une mine de 100 000 à 133 000 tonnes de CO₂ par année, par rapport au système habituel de transport par camion diesel (Haque et Norgate, 2010).

L'implantation de chargeuses électriques dans le domaine minier devient une réalité qui prend de plus en plus de place. À cet égard, on peut citer l'exemple de la mine Malartic (mine d'or), qui fait appel à plusieurs chargeuses électriques.

Broyage du minerai

Le broyage du minerai est l'un des principaux postes énergétiques d'une mine de fer. Mais il s'agit d'une application de force brute pour laquelle les gains d'efficacité possibles demeurent faibles. L'une des méthodes les plus faciles à utiliser consiste à alimenter ces équipements à l'aide d'électricité à faible empreinte carbone. De nouveaux types de broyeurs apparaissent toutefois sur le marché, comme les cylindres de broyage à haute pression et les broyeurs à boules à agitation. D'après Haque et Norgate (2010), il est possible, en pratique, de faire tomber le coût énergétique du broyage de 221 à 63 mégajoules (MJ) par tonne, mais les auteurs ne précisent pas toute l'étendue des techniques à adopter pour parvenir ces résultats.

Il est envisageable de réduire l'énergie associée au broyage en lui appliquant un prétraitement comme les micro-ondes et l'électro-fracturation. Aditaya et coll. (2017) passent en revue et évaluent les principales pratiques à cet égard et leur stade de développement.

4.3 Chaleur industrielle

Une foule de procédés industriels reposent sur l'application de chaleur à des niveaux variables. On distingue en général trois niveaux de chaleur. Comme indiqué dans la section 3.3, des températures de 0 à 250 °C conviennent pour la production de chaleur et l'industrie de la transformation alimentaire. Les températures de 250 à 1 000 °C conviennent à un vaste éventail de procédés de transformation chimique et physique. Enfin, certaines applications très intensives en chaleur, comme le ciment ou l'acier, exigent des températures de l'ordre de 1 000 à 1 600 °C.

Un vaste éventail de technologies – comme les pompes à chaleur, la vapeur améliorée, la compression mécanique de la vapeur, les capteurs solaires, la biomasse, les technologies électrothermiques et les procédés de séparation et de concentration membranaires et électro-membranaires – est déjà utilisé dans des applications industrielles. Leur généralisation permettrait de réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES qui y sont reliées, principalement le CO₂ et les oxydes d'azote. L'adaptation de ces technologies à un plus vaste éventail de procédés industriels promet d'importantes retombées. Ces technologies peuvent aussi être utilisées de manière combinée, un procédé très efficace comme le solaire thermique permettant de préchauffer la matière avant de la soumettre à un autre plus énergivore pour atteindre des températures élevées à un moindre coût énergétique.

Pompes à chaleur

Une pompe à chaleur (aussi appelée thermopompe) est un appareil permettant d'extraire de l'énergie thermique d'une source relativement froide et de la concentrer pour fournir une température beaucoup plus élevée. Cette séparation du froid, d'une part, et de la chaleur, de l'autre, se fait à coût énergétique modéré, généralement à l'aide d'un compresseur électrique. En milieu industriel, on estime que les pompes à chaleur permettront éventuellement d'obtenir des températures de l'ordre de 200 °C, ce qui en fait une source de chaleur utile pour une foule de procédés nécessitant par exemple de l'eau bouillante, de la vapeur ou un séchage à l'air chaud.

Le rapport entre l'énergie investie dans une pompe à chaleur et la chaleur obtenue au terme du procédé s'appelle le coefficient de performance (COP). La performance maximale d'une thermopompe peut être calculée en considérant un cycle idéal (cycle de Carnot) ; elle est alors fonction de la différence de température entre l'entrée et la sortie du processus. Ainsi, plus la différence de température est faible, plus le COP est élevé et plus la quantité de chaleur obtenue est grande par rapport à l'énergie investie. Toutefois, en raison des limites des appareils, le COP atteint en pratique 55 % environ du maximum de Carnot (Griffin, 2016).

En milieu industriel, cela signifie que les pompes à chaleur donnent un meilleur rendement lorsqu'elles ont accès à une source de chaleur diffuse comme « matière première ». L'idéal est une chaleur perdue d'une température de 30 à 60 °C, émanant de l'équipement de réfrigération ou de compresseurs. Une source de ce genre évite les variations de température saisonnières de l'air ambiant et permet de maintenir le rendement du système en hiver.

En ce moment, les pompes à chaleur utilisées en milieu industriel sont généralement dérivées d'équipements de climatisation de série et ont un COP d'environ 2,5 (2,5 kWh de chaleur obtenue pour un kWh investi d'électricité). Elles permettent d'atteindre des températures de sortie de l'ordre de 80 °C, ce qui limite leur utilité. On pense toutefois que la prochaine génération d'appareils permettra d'atteindre environ 140 °C. La technologie pourrait éventuellement générer jusqu'à 190 °C, avec une différence maximale d'environ 90 ° entre la source et la sortie. Åhman (2012) indique que les chaleurs peuvent atteindre 300 °C, voire 400 °C, à condition de concevoir des réfrigérants adaptés à ces conditions extrêmes. Ces travaux en sont à l'étape expérimentale.

En dépit de ces limites, des études en France et en Angleterre ont démontré que le secteur de la transformation alimentaire pourrait réduire ses besoins en énergie de 15 à 25 % à l'aide de cette technologie. Qui plus est, les pompes à chaleur utilisées dans ce secteur seraient déjà rentables dans 30 % des cas et dans dix ans environ, la prochaine génération d'équipements pourrait garantir une rentabilité dans près de 100 % des cas (Griffin, 2016). Selon une étude réalisée en Allemagne, cette technologie pourrait couvrir 16 % des besoins actuels du pays en matière de chaleur industrielle (Åhman, 2012).

En supposant que l'on remplace une chaudière au gaz naturel émettant 183 g d'équivalent CO₂ par kWh par une pompe à chaleur à 2,5 COP reliée au réseau électrique québécois émettant 22 g par kWh (Hydro-Québec, 2015), on obtient des réductions d'émissions de 436 g d'équivalent CO₂ par kWh de chaleur produite ($183 \times 2,5 - 22$).

En résumé : pompes à chaleur	
Potentiel de réduction	436 g d'équivalent carbone par kWh
Coût estimé	Non précisé, mais déjà rentable pour environ 30 % des usages possibles
Maturité	À maturité jusqu'à 80 °C ; 140 °C d'ici 2030 et éventuellement 190 °C plus tard
Synergies	Meilleur rendement à partir de sources de chaleur résiduelles
Contraintes	Faible température maximale

Vapeur améliorée

Selon Griffin (2016), l'efficacité des systèmes de vapeur industrielle serait de l'ordre de 55 % aux États-Unis et en Grande-Bretagne. Environ 20 % de l'apport énergétique se perdrait dans la chaudière, 15 % dans la distribution de la vapeur et 10 % dans la conversion de la valeur en d'autres formes d'énergie. Les variations sont considérables d'une installation à l'autre et l'efficacité thermique de la chaudière elle-même peut varier de 55 à 85 %. Les pertes énergétiques lors du transport de la vapeur varient en fonction de l'isolation des équipements et de la distance à franchir.

Divers moyens permettent de réduire les pertes et la consommation énergétique qu'ils entraînent au niveau de la chaudière :

- Suivi chiffré de la consommation énergétique et entretien de base pour maintenir un rendement optimal. Cette mesure est peu coûteuse et ne requiert aucune modification des équipements.
- Récupération de la chaleur des gaz de combustion. Cette énergie peut être utilisée pour préchauffer l'air de combustion ou l'eau de chaudière. Mesure à coût modéré.
- Installation d'un registre de contrôle des gaz de combustion. Ceci permet d'éviter la perte de chaleur lorsque la chaudière est en veille. Mesure à coût modéré.
- Installation d'un moteur de combustion à vitesse variable. Ceci permet d'ajuster l'admission d'air de manière optimale en fonction des besoins. Mesure à coût modéré.
- Optimisation des purges de chaudière. Cette procédure vise à vidanger la chaudière des dépôts solides qui s'y forment. Trop fréquentes, les purges gaspillent de la chaleur, mais pas assez fréquentes, elles nuisent au rendement.

Il existe aussi des approches visant l'optimisation du réseau de distribution de la vapeur :

- Élimination des fuites.
- Isolation de qualité sur l'ensemble du système.
- Entretien régulier des purgeurs, utilisés pour éliminer la condensation ; ils entraînent des pertes massives s'ils restent bloqués en position ouverte.
- Récupération et réutilisation de l'eau condensée (chaude).
- Décentralisation du système. Lorsqu'il faut transporter une partie de la vapeur sur de longues distances, deux chaudières situées plus près des lieux d'utilisation peuvent être plus efficaces qu'une seule chaudière centralisée. La même situation peut se présenter lorsque deux procédés exigent des pressions de vapeur différentes. L'avantage est encore plus grand lorsque cette décentralisation permet d'installer des chaudières neuves à rendement énergétique élevé.

Prises isolément, ces mesures peuvent paraître modestes, mais leur adoption généralisée permettrait de réduire la demande de vapeur de 10 à 20 % dans l'industrie agroalimentaire britannique, selon Griffin (2016). Ce potentiel, disponible immédiatement, est rentable dans la majorité des cas. Par ailleurs, le remplacement d'une vieille chaudière peut réduire la consommation d'énergie dans une proportion pouvant atteindre 25 %. Les principaux obstacles à ces avancées sont l'accès au capital et la difficulté de trouver des périodes creuses pour effectuer les travaux sans nuire inconsiderablement à la production. En supposant que le combustible utilisé est du gaz naturel, la réduction des émissions peut atteindre 52 g par kWh de chaleur produite pour les chaudières et de 21 à 42 g pour le reste du système sur la base d'émissions de 206 g de CO₂ par kWh de chaleur.

En résumé : vapeur améliorée	
Potentiel de réduction	De 21 à 52 g de CO ₂ par kWh de chaleur produite
Coût estimé	De faible à modéré
Maturité	Disponible immédiatement
Synergies	—
Contraintes	Les modifications exigent un arrêt temporaire des activités.

Compression mécanique de la vapeur (CMV)

La compression mécanique de vapeur permet de récupérer la chaleur contenue dans les vapeurs (buées) issues d'un procédé de concentration et de séchage. Les buées issues d'un procédé (séchage, concentration) sont comprimées à l'aide d'un compresseur afin d'atteindre un niveau de pression plus élevé. Elles peuvent ainsi être utilisées au cours du même procédé afin de fournir par condensation la chaleur nécessaire à la vaporisation d'une nouvelle quantité de buées. La consommation d'énergie électrique liée au fonctionnement du compresseur est généralement faible comparée à celle récupérée lors de la condensation des buées comprimées. Les COP peuvent atteindre des niveaux allant de 5 à 30. On peut trouver une description de cette technique et de son application pour des rejets thermiques industriels dans Labrecque et Bédard (2004) et Richard et Labrecque (2014).

La compression mécanique de la vapeur, lorsqu'elle est applicable, permet de réduire la consommation d'énergie pour la production de vapeur. Dans beaucoup d'applications, on fait appel à des combustibles fossiles pour cette production de vapeur. Cette technologie est particulièrement adaptée et appropriée pour les secteurs agroalimentaires, des pâtes et papiers et des produits chimiques, qui sont de gros utilisateurs de vapeur.

En supposant un COP de 5, chaque kWh permet la réduction de 6 kg de CO₂ si la source fossile générant la vapeur est du gaz naturel.

En résumé : compression mécanique de la vapeur	
Potentiel de réduction	De 6 kg et plus de CO ₂ par kWh d'énergie de compression de vapeur
Coût estimé	Modéré
Maturité	Disponible immédiatement
Synergies	Réduction du coût associé à la production de vapeur
Contraintes	Technologie encore méconnue, ce qui implique qu'il y a peu de fournisseurs et de consultants. Les modifications exigent un arrêt temporaire des activités.

Capteurs solaires thermiques

Les capteurs solaires thermiques sont des dispositifs qui transforment directement le rayonnement solaire en chaleur, plutôt qu'en électricité comme c'est le cas avec les panneaux photovoltaïques. Cette chaleur s'accumule et se transporte à l'aide d'un fluide caloporteur, qui peut être soit un gaz, soit un liquide. Dans l'état actuel de la technologie, les capteurs solaires peuvent procurer à l'industrie une température d'environ 120 °C. Des systèmes permettant d'atteindre jusqu'à 250 °C sont cependant à l'essai (Bataille, 2018). La compagnie québécoise Rackam propose d'ailleurs actuellement des systèmes solaires thermiques pouvant fournir des températures allant jusqu'à 340 °C, avec des applications possibles dans les industries agroalimentaire, textile, pharmaceutique, chimique, de l'hôtellerie, ainsi que des pâtes et papiers et des mines (Rackam, 2019).

Åhman (2012) envisage aussi une future utilisation industrielle du solaire thermique à concentration. La différence entre cette technique et celle des capteurs solaires ordinaires, c'est que les rayons du soleil sont recueillis sur une grande surface et redirigés vers un capteur de petite taille à l'aide de miroirs. Le solaire thermique à concentration est surtout utilisé pour la production d'électricité, mais on pourrait aussi s'en servir pour produire de la chaleur industrielle à des températures pouvant atteindre de 1 000 à 1 400 °C.

Biomasse

Le terme biomasse désigne un vaste éventail de carburants d'origine biologique, qu'il s'agisse de résidus de bois, de matières agricoles, d'agrocarburants ou de méthane produit en digesteur ou capté dans un site d'enfouissement. Il s'agit moins d'une technologie à proprement parler que d'un choix de source d'énergie pour d'autres procédés (production de chaleur, de vapeur, etc.).

L'étude du potentiel de la biomasse déborde le cadre du présent rapport. On se contentera ici d'évoquer son principal avantage, sa principale limite et sa principale synergie. Le grand avantage de la biomasse, c'est qu'elle est généralement considérée comme neutre en matière d'émissions de GES, puisque sa production est intégrée aux cycles naturels qui recyclent le CO₂ atmosphérique. Son inconvénient, c'est que sa disponibilité n'est pas illimitée, le renouvellement des stocks de biomasse étant soumis à des cycles naturels relativement longs.

La biomasse se prête toutefois à d'intéressantes synergies avec des procédés comme le solaire thermique et les pompes à chaleur. Bataille (2018) note qu'en préchauffant l'air ou l'eau à des températures de 150 ou 200 °C, il devient possible de brûler moins de biomasse pour atteindre les chaleurs de 250 à 1 000 °C utiles pour effectuer diverses transformations chimiques. On peut aussi l'utiliser en conjonction avec de l'hydrogène ou des carburants de synthèse pour l'économiser ou atteindre les températures encore plus élevées requises dans l'industrie du ciment ou de l'acier.

En résumé : biomasse	
Potentiel de réduction	Remplace un carburant émetteur de GES par un carburant neutre en carbone
Coût estimé	Variable
Maturité	Disponible immédiatement
Synergies	Plus efficace après un préchauffage obtenu par d'autres méthodes
Contraintes	Disponibilité et renouvellement limité des stocks

Technologies électrothermiques

Les technologies électrothermiques produisent de la chaleur à l'aide de diverses formes de rayonnement : micro-ondes, radiation infrarouge, ondes radio, lumière ultraviolette, induction et faisceaux d'électrons. Elles sont actuellement utilisées là où l'on recherche un contrôle très précis de la température. Mais d'après Åhman (2012), elles sont appelées à se répandre dans l'industrie en raison de leur fort potentiel d'efficacité. Elles constituent un moyen efficace pour produire de la chaleur industrielle à partir d'électricité décarbonée.

Les technologies électrothermiques se prêtent à un grand nombre d'applications spécialisées. Les infrarouges, par exemple, ne chauffent que la surface de la matière, tandis que les micro-ondes et les ondes radio la pénètrent et en chauffent tout le volume. Le chauffage par induction ne réchauffe que la matière directement reliée à la source de courant (Åhman, 2012). Plusieurs de ces technologies sont à maturité et se retrouvent dans des industries comme l'agroalimentaire (cuisson, séchage), l'automobile (peinture, revêtements) ou les pâtes et papiers (séchage à l'infrarouge). Les plasmas sont déjà utilisés pour faire fondre l'acier de récupération dans les fourneaux à arc électrique.

Technologies de séparation membranaire

Les techniques de séparation membranaire sont des techniques utilisant une membrane synthétique comme agent séparant. Elles permettent le passage sélectif de certaines substances dissoutes dans un mélange entre les deux milieux qu'elles séparent. La partie du mélange retenue par la membrane est appelée rétentat (ou concentrat), alors que celle qui traverse est appelée perméat. La force motrice de transfert est le différentiel de pression. La vaste famille des procédés membranaires regroupe la microfiltration, l'ultrafiltration, la nanofiltration et l'osmose inverse. Le choix du procédé membranaire est fait en fonction de la taille relative du matériel à séparer.

L'utilisation de procédés membranaires peut se faire en amont de processus de concentration faisant souvent appel à l'évaporation et, par ricochet, à l'utilisation de combustibles fossiles pour la fabrication de vapeur (pour les procédés d'évaporation). Leur utilisation permet de réduire considérablement la demande en vapeur. Un exemple commun au Québec est la préconcentration de l'eau d'érable par osmose inverse avant évaporation. L'osmose inverse permet de réduire de 50 à 80 % le volume d'eau à évaporer et d'autant la quantité de vapeur nécessaire au procédé d'évaporation.

En résumé : séparation membranaire	
Potentiel de réduction	Réduit la demande en vapeur générée par combustibles fossiles
Coût estimé	Abordable
Maturité	Disponible immédiatement
Synergies	Ouvre la voie à des gains en qualité
Contraintes	Nettoyage des membranes sur une base régulière

4.4 Capture et réutilisation des gaz

Lorsqu'on ne peut pas se passer de carburants fossiles et que le procédé est lui-même émetteur de CO₂, les technologies de capture et de réutilisation permettent de réduire les émissions en les retirant du flux de gaz à la sortie de la cheminée. Dans l'esprit de ses promoteurs, les gaz retirés peuvent être ensuite être utilisés comme matière première dans une autre application industrielle (ce qui s'insère bien dans une approche d'économie circulaire). Si c'est impossible, ces gaz peuvent être stockés de manière permanente, de manière à ce que le CO₂ ne retourne pas dans l'atmosphère. Les puits de pétrole et de gaz abandonnés sont souvent évoqués comme lieux de stockage possibles, mais ceux-ci sont rares au Québec.

Séduisante sur le papier, cette méthode se heurte toutefois à certaines contraintes pratiques. Al-Mamoori et coll. (2017) en identifie trois principales :

- **Faible concentration du CO₂.** La production de chaleur à partir de combustibles fossiles, qui est généralisée dans l'industrie, tend à produire des flux pauvres en CO₂.
- **Coût de la concentration.** Les technologies de capture sont d'autant plus énergivores que le flux de gaz à traiter est pauvre en CO₂. Les flux à faible teneur en CO₂ doivent donc être préalablement concentrés.
- **Marché direct limité.** Les besoins en CO₂ de l'industrie correspondent à moins de 1 % des émissions de CO₂ mondiales. Les marchés pour la réutilisation doivent donc être développés et cette solution, pour être applicable, exige au préalable une réduction radicale partout où c'est possible.

Les besoins en chaleur et en électricité des technologies de capture existantes entraînent une baisse de 10 à 40 % de l'efficacité des procédés industriels. La majeure partie de cette perte est liée à la capture du CO₂, mais son transport et son injection dans un site de stockage exigent aussi de l'énergie. Selon Åhman (2012), les méthodes actuelles d'absorption et de régénération chimique entraînent une dépense de 2,7 à 3,3 GJ de chaleur et de 0,06 à 0,11 GJ d'électricité par tonne d'éq. CO₂ capturée. La compression du CO₂ à une pression de 110 bars pour son transport entraîne une dépense énergétique supplémentaire de 0,4 GJ par tonne.

La chaleur nécessaire au recyclage des produits absorbants n'a toutefois pas besoin d'être très élevée et peut parfois être récupérée à la sortie des procédés industriels existants. Åhman (2012) cite le cas d'une usine existante de pâtes et papiers où le besoin en chaleur a ainsi pu être réduit à 1,45 GJ par tonne lors de l'ajout d'un système de capture. Une technique récente comme l'oxycombustion présente aussi des besoins énergétiques plus modestes : moins de chaleur et de 200 à 204 kWh d'électricité par tonne – électricité principalement utilisée pour la séparation et la compression de l'oxygène.

La concentration du CO₂ dans les flux de gaz à traiter est une préoccupation majeure. Certains procédés industriels, comme la fabrication d'ammoniac, produisent des flux de CO₂ presque purs. Il suffit alors de les filtrer et de les comprimer pour le transport. Pour les flux à faible concentration, les méthodes classiques par absorption permettent de récupérer près de 90 % du CO₂ dilué.

Au-delà des diverses techniques utilisées et de celles dont il sera question plus loin, il existe trois grandes approches pour capturer le CO₂ (Brown, 2010) :

- La capture postcombustion, la plus connue, consiste à retirer le CO₂ à la sortie d'un flux de gaz généré par la combustion d'un combustible carboné, le plus souvent à l'aide d'une technique par absorption.
- La précombustion repose sur l'oxydation partielle au préalable d'un combustible carboné, suivie d'un reformage visant à obtenir de l'hydrogène et du CO₂ fortement concentrés. L'hydrogène est alors utilisé comme carburant propre, ce qui ne laisse qu'un flux de CO₂.
- L'oxycombustion repose sur la combustion d'un combustible carboné avec de l'oxygène pur plutôt qu'avec de l'air. Ceci produit un flux sans azote, composé seulement de CO₂ et de vapeur d'eau que l'on sépare par condensation.

Que faire avec le CO₂ récupéré? En plus des deux usages déjà énoncés (enfouissement et réutilisation industrielle), une autre solution possible consiste à créer des carburants de synthèse en combinant le CO₂ obtenu à de l'hydrogène. Il est possible, selon le procédé, d'obtenir de l'éthanol, du méthanol ou du diesel. Ces carburants de synthèse sont considérés comme étant neutres en carbone parce que la quantité de CO₂ émise lors de leur combustion correspond à la quantité retirée du flux lors de leur capture. La combustion émet toutefois une petite quantité d'oxyde d'azote et la fabrication de l'hydrogène utilisé dans leur assemblage doit être effectuée par des procédés sans émission – probablement par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable. Des carburants de synthèse sont déjà produits à l'échelle du pilote industriel, mais on ne pense pas que leur production sera rentable avant 2030 (Fasihi, 2016).

Le Québec est en train de développer une expertise dans la capture et la valorisation du carbone. L'organisme Valorisation Carbone Québec teste la technologie de capture du CO₂ de la compagnie CO₂ Solutions et développe des solutions de valorisation, par exemple en serre⁹.

⁹ Voir à ce sujet Valorisation Carbone Québec, 2018.

Principales technologies de capture de gaz

On fait souvent référence à la capture et à la séquestration de gaz comme une technologie unique, mais celle-ci repose en réalité sur un vaste éventail de techniques réparties en cinq catégories. Ces techniques, présentées sommairement ci-dessous, ont des domaines d'application distincts et un degré de maturité variable.

Absorption : Cette approche, utilisée à la fois en précombustion et en postcombustion, consiste à absorber le CO_2 à l'aide de solvants chimiques ou physiques, qui seront ensuite régénérés pour un nouveau cycle d'absorption. C'est une technologie qui est arrivée à maturité et qui est utilisée dans de nombreuses industries, dont celles du ciment, de l'acier et du raffinage de pétrole (Al-Mamoori et coll., 2017). Les solvants les plus utilisés sont les amines. Il s'agit d'une vaste famille de solvants organiques, utilisés seuls ou en combinaison. Cette méthode émet cependant une petite quantité d'ammoniaque dans l'environnement, ainsi que des traces de nitrosamines et de nitramines, des substances potentiellement cancérigènes. Selon García-Gutiérrez (2016), en plus de ces émissions, les principaux inconvénients de la méthode sont ses coûts énergétiques élevés et la corrosion des équipements qu'elle peut provoquer. L'utilisation d'anhydrase carbonique (enzyme) est une technique novatrice qui permet toutefois d'éviter ces inconvénients, comme indiqué dans le brevet américain US 9 968 885. Cette classe d'enzymes permet de catalyser la réaction d'hydratation du dioxyde de carbone en bicarbonate et en ions hydrogène et la déshydratation du bicarbonate en CO_2 et en eau. Deux importantes applications de cette technologie ont été mises en œuvre au Québec. La première concerne les Serres Tundra (utilisateur de CO_2 pour la production de concombres en serre), qui profite des rejets de CO_2 et de chaleur de la papetière Produits forestiers Résolu, à Saint-Félicien. Ces émissions sont capturées au moyen de la technologie de CO_2 Solutions faisant appel à l'anhydrase carbonique. La deuxième application touche les installations de Parachem dans l'est de Montréal. Fradette et coll. (2016) présente la technologie et les résultats associés à son application. Alternativement, une technologie développée par CO_2 Solutions utilise l'anhydrase carbonique pour purifier le CO_2 à plus de 99 %.

Membranes : La méthode consiste à faire passer le flux à travers une membrane pour séparer le CO_2 des autres gaz. Le processus de percolation est alimenté par la simple différence de pression entre les deux faces de la membrane, ce qui le rend très sobre en énergie. Il existe plusieurs sortes de membranes ayant différentes caractéristiques. La faible pression du flux complique toutefois son usage en postcombustion. La technique est mieux adaptée aux techniques de précombustion, qui produisent un flux plus fortement pressurisé. La séparation du CO_2 par des membranes est complexe et nécessite souvent plusieurs étapes, de même que la séparation des gaz en divers flux (Al-Mamoori et coll., 2017). Selon García-Gutiérrez (2016), les gaz de combustion utilisés doivent être très purs, ce qui augmente les coûts d'exploitation.

Adsorption : Ces procédés ont en commun de faire passer le flux à travers divers matériaux poreux qui adsorbent le CO_2 . Certains de ces matériaux sont déjà utilisés à petite échelle, tandis que d'autres en sont encore au stade expérimental. Certains matériaux fonctionnent à haute température (oxydes de calcium, zirconates, etc.) tandis que d'autres (carbone activé, nanotubes de carbone, graphène, etc.) se contentent de températures modérées. La technologie exacte est choisie en fonction de la nature du procédé industriel à décarboner. Les applications industrielles exigent des matériaux sélectifs (qui n'absorbent que le CO_2), capables de traiter rapidement de bons débits stables et peu coûteux, tout en ayant de faibles exigences en matière de régénération. Les critères relatifs au nombre de cycles et aux étapes de traitement, aux pressions et aux températures de fonctionnement ainsi qu'au nombre de lits de matériaux nécessaires entrent aussi en ligne de compte. Ces méthodes fonctionnent autant en précombustion qu'en postcombustion, mais conviennent mal aux flux chargés en vapeur, qui est souvent absorbée par le matériau filtrant de préférence au CO_2 . L'humidité peut aussi dégrader la structure chimique

ou physique du lit de matériau absorbant. Les études existantes se concentrent souvent sur la capacité d'absorption et négligent le rendement énergétique final du procédé (Al-Mamoori et coll., 2017). Dans l'ensemble, cette technologie en est encore au stade expérimental (García-Gutiérrez, 2016).

Combustion en boucle chimique : Cette technique proche de l'oxycombustion consiste à brûler un combustible – le plus souvent du gaz naturel – sur un lit fluidisé et généralement catalysé d'oxydes métalliques. Ce lit fournit l'oxygène nécessaire à la combustion, après quoi les particules métalliques réduites sont transférées dans un second lit où elles se rechargent en oxygène au contact de l'air. Le carburant brûlé sans contact direct avec de l'air produit un flux ne contenant pratiquement que du CO₂ et de la vapeur d'eau (facilement séparée par condensation). Cette technologie offre la possibilité de capturer jusqu'à 98 % du CO₂ émis à un coût énergétique très faible, mais elle n'est actuellement utilisée qu'à l'échelle de l'usine pilote pour ce qui est de la capture du CO₂ (Lyngfelt, 2014). Les carburants solides posent des problèmes de cendres qui nuisent à l'efficacité et à la durée de vie du lit d'oxydes métalliques. Les chercheurs se concentrent donc sur l'optimisation de la chambre de combustion, afin de favoriser la combustion complète du carburant.

Distillation cryogénique : Il s'agit d'un ensemble de procédés permettant de séparer les composants du flux en jouant sur leur point de rosée et de sublimation. Ces méthodes, qui sont utilisées depuis longtemps pour séparer l'air en ses divers constituants, sont bien maîtrisées et ne nécessitent aucun réactif chimique. Par contre, leur application se limite aux flux contenant au moins 70 % de CO₂ (García-Gutiérrez, 2016).

Coûts et limites

Peu de recherches ont été effectuées sur les coûts éventuels de ces technologies une fois qu'elles seront parvenues à maturité. Åhman (2012) évoque des coûts de 50 à 150 \$ par tonne de CO₂ extraite à l'horizon 2025-2030 pour les techniques de postcombustion. Les coûts de l'essai suédois CCS, réalisé en 2012 dans la région de Skagerrack-Kattegat, ont été évalués de 67 à 86 euros (€) par tonne. Cette facture s'explique non seulement par les coûts de fonctionnement des procédés, mais aussi par les frais associés aux modifications substantielles apportées aux installations industrielles. Pour ces raisons, les coûts de la capture sont considérés comme étant plus élevés dans un contexte industriel que dans un contexte de production énergétique, où il suffit essentiellement d'ajouter un équipement à la cheminée. Les procédés industriels produisant des flux extrêmement concentrés de CO₂ constituent sans doute une exception à cette règle générale.

Ernsting (2015) rapporte qu'un projet gouvernemental de capture en Norvège a connu des problèmes de fuites d'amines dans l'atmosphère en 2011. Bien que ces substances ne soient pas toxiques par elles-mêmes, elles réagissent avec l'environnement pour former divers composés, dont certains sont considérés comme très cancérigènes. Le problème a été reconnu comme étant assez sérieux pour que la Norvège suspende l'essai, qui a ensuite été annulé pour des raisons budgétaires.

Au Canada, le projet très médiatisé de capture par postcombustion à amines de Boundary Dam, en Saskatchewan, se heurte à des coûts de régénération des amines plus élevés que prévu. L'exploitant, SaskPower, prévoyait dépenser 17 millions \$ à ce chapitre en 2015 et 2016, mais la facture réelle s'est élevée à 32 millions. On prévoyait une facture supplémentaire de 15 millions \$ en 2017 (Leo, 2018). La moitié des 800 000 tonnes de CO₂ capturées en 2014-2015 ont été revendues à Cenovus Energy à un coût de 25 \$ la tonne et injectées dans des puits de pétrole pour en augmenter la pression et stimuler le débit de production. Il semble que les restes n'ont

pas été séquestrés du tout. Un rapport parlementaire publié en 2016 concluait que la capture et la séquestration doubleraient les coûts de production de l'électricité à Boundary Dam.

Inconvénients de la capture

L'installation de systèmes de capture du CO₂ représente un défi en matière de sécurité. Le transport sous pression de CO₂ et d'oxygène pur dans des conduites augmente le niveau de risque, mais ceci reste gérable dans la mesure où les raffineries sont déjà des environnements très sécurisés, rompus à la manipulation de substances dangereuses (Brown, 2010). Dans le cas particulier des techniques d'oxycombustion, il se peut aussi qu'il faille traiter le flux pour en retirer le NO_x et le SO_x avant le transport et la séquestration.

Utilisation du CO₂

Comme mentionné plus haut, peu de solutions vraiment satisfaisantes ont été données à la question de la séquestration du CO₂. L'utilisation du CO₂ capturé dans d'autres applications industrielles présente de meilleures possibilités dans l'immédiat, mais elle se heurte à deux obstacles. D'une part, les débouchés industriels pour ce CO₂ sont relativement limités. D'autre part, le CO₂ est remis en circulation dans l'atmosphère au terme de la plupart de ces utilisations, ce qui annule les avantages de la capture sur les émissions nettes de GES.

L'une des possibilités de stockage semi-permanent du CO₂ consiste à l'insuffler dans des produits comme du plastique ou de la brique, où il restera durablement séquestré. Une autre possibilité consiste à l'utiliser pour produire des carburants de synthèse, notamment en adossant le procédé Fischer-Tropsch à des énergies renouvelables sans émissions. Une troisième possibilité consiste à utiliser le CO₂ pour augmenter la teneur en carbone de l'air ambiant de serres agricoles et favoriser ainsi la croissance des plantes (Wanders, 2017). Ces débouchés demeurent toutefois limités en quantité et dépendent de la proximité d'industries consommatrices de gaz carbonique. À terme, il faudra trouver de nouveaux débouchés pour le CO₂ et construire des gazoducs pour le transporter chez les clients potentiels.

Stockage et utilisation

Le stockage et l'utilisation demeurent les aspects les plus problématiques de ces technologies. Le **stockage géologique** vise le stockage permanent de CO₂ dans des formations géologiques. La récupération assistée du pétrole (*enhanced oil recovery*, EOR) vise à injecter le CO₂ dans des puits de pétrole ou de gaz naturel. Alternativement, il est possible de stocker le CO₂ dans des couches de charbon inexploitable. Au Canada, ces méthodes ne sont toutefois employées que dans les Prairies canadiennes. Un procédé moins connu consiste à injecter le CO₂ dans des aquifères salins profonds. Au Québec, on estime que près de 4 Mt de CO₂ pourraient être stockées dans ces formations géologiques situées le long du Saint-Laurent (NACSA, 2012). Pour l'ensemble des techniques de stockage géologique, l'étanchéité demeure incertaine. D'anciens puits de pétrole ou de gaz naturel sont souvent envisagés pour le stockage, mais leur étanchéité est difficile à garantir et les sites propices sont relativement rares au Québec. Le stockage dans d'autres types de formations géologiques demeure une possibilité à étudier. Le transport du CO₂ par pipeline vers les sites d'enfouissement est également envisageable, mais à un coût probablement prohibitif. Le **stockage non géologique** dans divers minerais a aussi été envisagé, mais l'accumulation de grandes quantités de minerais carbonés pose des problèmes d'espace. Dans l'ensemble, le stockage n'engendre aucun revenu et devrait alors être financé par une taxation carbone.

Parmi les solutions semi-permanentes, la **polymérisation** semble prometteuse. La transformation du CO₂ en plastique fait l'objet de recherches intensives. On travaille actuellement à la mise au point de plastiques contenant 50 % de CO₂. Le plastique étant une matière durable, le CO₂ utilisé pour sa fabrication y serait séquestré pour une longue période de temps. La firme allemande

Bayer Material Science produit actuellement un précurseur de la mousse de polyuréthane à partir de CO₂ capturé à l'aide d'une absorption par amines. L'analyse du cycle de vie de ce matériau montre qu'il émet 9 % moins de GES que le polyuréthane classique, synthétisé de sources fossiles. L'entreprise a annoncé son intention de construire une usine pilote produisant plusieurs milliers de tonnes de ce composé par année (García-Gutiérrez, 2016).

Stockage par minéralisation : Ce procédé consiste à faire réagir le flux de CO₂ avec des minéraux contenant du calcium ou du magnésium, notamment l'olivine et la serpentine, pour produire des carbonates de calcium ou de magnésium. La séparation et le stockage permanent du CO₂ sont donc assurés en une seule étape. Ceci peut se faire sur des matériaux broyés et transportés au site industriel à décarboner ou directement par injection du flux dans une formation géologique qui assurera son stockage permanent, un processus appelé minéralisation du carbone in situ. Une variante de cette approche consiste à utiliser des résidus industriels alcalins (cendres, poussières de cimenterie, scories d'acier, etc.) pour créer des carbonates (García-Gutiérrez, 2016). Ces procédés demeurent relativement immatures et reposent sur des réactions chimiques survenant à haute température (150 à 600 °C), qui sont donc énergivores. De plus, elles sont lentes (de 6 à 24 heures) et les chercheurs veulent trouver un moyen pour les accélérer (Al-Mamoori et coll., 2017). Au Québec, près de 4 Gt de résidus provenant d'anciennes activités minières et contenant principalement de la serpentine pourraient servir à cette utilisation.

L'autre option qui reste serait d'utiliser le CO₂ dans des produits ayant une durée de vie éphémère, comme des carburants ou des engrais agricoles. Les GES ainsi utilisés rejoignent l'atmosphère au terme de leur utilisation, mais cette pratique n'est utile que si elle permet de réduire la consommation des carburants fossiles qui serviraient autrement de matière première.

La fabrication de méthanol est l'une des méthodes les plus simples. Le CO₂ capturé est réformé à la vapeur pour former du monoxyde de carbone (CO) qui est ensuite soumis à une simple hydrogénation catalytique qui le transforme en CH₃OH. Le méthanol est l'un des produits les plus consommés dans le monde : la demande atteignait 61 Mt en 2012 (García-Gutiérrez, 2016). La principale difficulté consiste à trouver l'hydrogène nécessaire. La méthode de fabrication courante, par reformage du méthane, est fortement émettrice de CO₂. Si l'on dispose d'une quantité suffisante d'électricité renouvelable, on peut aussi produire le méthanol par électrolyse de l'eau, mais le procédé est énergivore et plus coûteux. Toutefois, selon Al-Mamoori et coll. (2017), la production de méthanol à partir de CO₂ récupéré ne permettrait de réduire les émissions de carbone que de 0,1 % dans le monde. Elle exige de plus des catalyseurs à base de cuivre dont l'usage est difficile à maîtriser.

La fabrication de carburants de synthèse permet de transformer le méthanol en toute une série de carburants liquides utiles dans le secteur des transports et pour le stockage saisonnier des surplus de la production électrique solaire et éolienne. Le procédé Fischer-Tropsch, par exemple, permet d'obtenir des produits comme le diesel, le carburéacteur et le naphta.

Le CO₂ est déjà largement utilisé comme matière première dans l'industrie pharmaceutique, la chimie fine et la production de produits inorganiques comme la mélamine et les résines d'urée. On peut aussi l'utiliser dans la fabrication de produits dont l'industrie fait un grand usage, comme l'urée, les carbonates inorganiques, les polycarbonates, l'acide acrylique et les acrylates. Le plus vaste de ces marchés demeure l'urée, utilisée dans la fabrication de fertilisants agricoles (Al-Mamoori et coll., 2017).

Le CO₂ a aussi un usage biologique, notamment lorsqu'on l'injecte en petite quantité dans les serres ou les photoréacteurs destinés à la production d'algues. Cette approche améliore la vitesse de croissance des plantes et en raccourcit le cycle. Le CO₂ utilisé de la sorte doit toutefois être

purifié pour en retirer les impuretés comme les SO_x , NO_x et métaux lourds, qui sont toxiques pour la végétation (Al-Mamoori et coll., 2017). Comme mentionné ci-dessus, il reste que la génération de CO_2 dépasse largement l'utilisation industrielle de celui-ci.

Les autres GES émis par les industries québécoises sont le CH_4 , les fluorocarbures (PFC, HFC et CFC) et le N_2O (voir section 2.2). Le méthane (CH_4) est principalement utilisé comme combustible pour produire de la chaleur ou de l'électricité. Il sert également d'intrant à plusieurs industries chimiques, notamment pour la production d'hydrogène. Il est fortement envisageable de substituer un méthane anthropogène par un méthane issu de la biométhanisation des matières organiques, par exemple. Les fluorocarbures, utilisés en réfrigération ou pour l'extinction de feu, devraient être bannis par le Protocole de Montréal et substitués par d'autres substances. La destruction de ceux-ci est donc préférable à leur réutilisation. Le N_2O est utilisé principalement comme anesthésiant dans l'industrie médicale et, en plus faible proportion, dans l'industrie automobile et l'industrie agroalimentaire. De la même manière que le CO_2 , la génération de N_2O excède largement l'utilisation qu'on en fait. Finalement, bien que le SF_6 soit émis par certains secteurs, il ne contribue que faiblement au bilan carbone de l'industrie.

Ainsi, la réutilisation des GES doit se concentrer sur la transformation du CO_2 et du CH_4 en des molécules d'intérêts plutôt que sur leur utilisation directe.

Symbioses industrielles

Les symbioses industrielles rassemblent des entreprises, des organisations et des collectivités qui sont maillées entre elles par des échanges de ressources matérielles, humaines ou énergétiques, soit des synergies (Chertow, 2000). Ces réseaux permettent également le transfert d'écovinnovations, de pratiques durables et de savoir-faire (Lombardi et Laybourn, 2012).

Depuis 2011, le Centre de transfert technologique en écologie industrielle (CTTÉI) compile des informations sur les échanges réalisés dans le cadre de symbioses industrielles. La base de données contient ainsi des informations sur plus de 250 échanges provenant de 18 démarches documentées. Une recherche a été effectuée afin de repérer les synergies industrielles mises en place portant sur des GES. Le tableau suivant recense ainsi les synergies industrielles de CO_2 et de biogaz (CO_2/CH_4).

De nombreux exemples concernent une entreprise spécialisée dans la distribution de gaz industriels, qui permet la purification des gaz ou leur distribution dans le marché. Plusieurs projets valorisent les biogaz provenant de sites d'enfouissement ou de biométhaniseurs afin de produire de l'essence, de la chaleur ou de l'électricité. La valorisation du CO_2 pour la culture en serre est également une synergie que l'on retrouve à plusieurs reprises dans les parcs industriels.

Aucune synergie portant sur d'autres GES n'a été répertoriée. Il faut toutefois noter que la production de nitrate de sodium à partir de N_2O a déjà été étudiée pour la symbiose industrielle de Kwinana Industrial Area.

Actuellement, le CTTÉI accompagne des démarches de symbioses industrielles; ces projets forment la communauté Synergie Québec. Après examen des bases de données, aucun échange de GES n'a été réalisé dans le cadre des 20 projets québécois de Synergie Québec. La valorisation des biogaz ou la production d'urée à partir de CO_2 a toutefois été étudiée dans certains cas.

Les synergies industrielles portant sur d'autres substances peuvent également contribuer à la réduction des GES par la réduction de la production de matières vierges, la diminution des distances à parcourir pour le transport et l'évitement de l'élimination. L'impact global des synergies industrielles sur la réduction des GES sera évalué dans notre deuxième rapport.

Symbiose industrielle/ Ville	GES	Entreprise offre	Secteur offre (Code Scian)	Entreprise demande	Secteur demande (Code Scian)
Kwinana Industrial Area (Australie)	CO ₂	Air Liquide W.A.	32512 – Gaz industriels	Alcoa	33131 – Aluminium
		Air Liquide W.A.	32512 – Gaz industriels	Western Power Kwinana Station	221112 – Électricité à partir de combustibles fossiles
		BOC Gas Australia	32512 – Gaz industriels	Alcoa World Alumina Australia	33131 – Aluminium
		CSBP Ltd	32531 – Engrais	Air Liquide W.A.	32512 – Gaz industriels
		CSBP Ltd	32531 – Engrais	BOC Gas Australia	32512 – Gaz industriels
		CSBP Ltd	32531 – Engrais	Alcoa World Alumina Australia	33131 – Aluminium
		WMC Kwinana nickel refinery	331523 – Fonderies de métaux non ferreux	Air Liquide W.A.	32512 – Gaz industriels
		WMC Kwinana nickel refinery	331523 – Fonderies de métaux non ferreux	BOC Gas Australia	32512 – Gaz industriels
Guitang (Chine)	CO ₂	ND – Raffinerie de sucre	311310 – Sucre	ND – Production de carbonate de calcium	32741 – Chaux
Saint-Félicien (Québec)	CO ₂	Produits forestiers Résolu, CO ₂ Solution	322 – Papier	Serres Toundra	1114 – Culture en serre
Bruce Energy Center (Ontario)	CO ₂	Commercial Alcohols (Greenfield)	325 – Produits chimiques	Bruce Tropical Produce	1114 – Culture en serre
Norrköping (Suède)	CO ₂	Agroetanol	32519 – Éthanol	Norlic	32512 – Gaz industriels
	CH ₄ /CO ₂	Econova	5622 – Déchets	E.ON	22 – Énergie
Terneuzen biopark (Pays-Bas)	CO ₂	Nedalco	32512 – Gaz industriels	Warm CO ₂	22133 – Chaleur
		Yara	32531 – Engrais	Warm CO ₂	22133 – Chaleur
		Biomassacentrale	221119 – Électricité à partir de biomasse	Warm CO ₂	22133 – Chaleur
		Warm CO ₂	22133 – Chaleur	Glastuinbouw	1114 – Culture en serre
Sainte-Sophie (Québec)	CH ₄ /CO ₂	Intersan	5622 – Déchets	Cascades	322 – Papier
Kujala Waste Centre (Finlande)	CH ₄ /CO ₂	Labio Oy Ltd	5622 – Déchets	Gasum Ltd	32512 – Gaz industriels
Helsingborg (Suède)	CH ₄ /CO ₂	Nordvästra Skånes Renhållning	5622 – Déchets	Öresundskraft	22133 – Chaleur
		Nordvästra Skånes Vatten och Avlopp	21132 – Eaux usées	Helsingborg	913 – Municipal
		Nordvästra Skånes Renhållning	5622 – Déchets	Helsingborg	913 – Municipal
Lidköping (Suède)	CH ₄ /CO ₂	Lidköping Biogas	5622 – Déchets	Göteborg Energi	447 – Station-service

4.5 Production primaire d'alumine et d'aluminium

En plus d'un recours accru à une électricité décarbonée (ce qui est déjà acquis au Québec), les efforts de réduction des émissions se sont historiquement concentrés sur deux approches. La première consiste à produire des anodes moins émettrices. Les anodes « précuites » ont ainsi graduellement remplacé les anciennes électrodes Söderberg, polluantes et énergivores, leur part dans la production d'aluminium passant de 32 % en 1990 à 83 % en 2009 (Tyabji, 2012). Ce pourcentage est de 100 % au Québec depuis 2013.

L'autre approche consiste à mieux contrôler le procédé d'électrolyse pour limiter des émissions de PFC. En 1990, les PFC représentaient à peu près 25 % des émissions totales des alumineries. Selon les estimations, ces émissions ont toutefois diminué de 90 % par tonne d'aluminium produite de 1990 à 2009 (Tyabji, 2012).

La production d'aluminium se fait actuellement par électrolyse en utilisant des anodes en carbone précuites, ce que l'on appelle le procédé Hall-Héroult. Le carbone, un bon conducteur d'électricité, résiste raisonnablement bien à la chaleur et à l'action corrosive de l'électrolyte en fusion présent dans la cuve. Le principal composant de ces anodes est le coke de pétrole, un résidu de la distillation du pétrole (Halvor, 2014). La stabilité de ces anodes s'est énormément améliorée depuis 25 ans, mais elles doivent encore être changées aux trois semaines environ.

L'anode de carbone qui sert à l'électrolyse dans la cuve constitue actuellement la principale source des émissions de CO₂ liées à l'aluminium. Jusqu'ici, l'industrie s'est efforcée d'améliorer la stabilité de ces anodes pour en optimiser la durée et réduire les pertes de carbone dans la cuve. Elle a aussi réussi à optimiser des facteurs comme le contrôle du procédé et la distance anode-cathode, ce qui réduit la consommation énergétique (Tyabji, 2012). On considère toutefois que ces solutions ont atteint leur limite et qu'une rupture technologique est nécessaire pour réaliser d'autres gains (Lucas, 2007).

L'approche de substitution préconisée consiste à créer des anodes inertes, qui ne réagissent pas avec l'électrolyte. L'idée n'est pas nouvelle : elle a d'abord été proposée en 1886. Mais sa réalisation représente un immense défi. La firme Alcoa a annoncé en 2002 qu'elle avait mis au point une anode inerte fonctionnelle, mais au potentiel commercial encore non prouvé. Cette annonce a stimulé la recherche et les brevets se multiplient depuis. En mai 2018, les firmes Rio Tinto et Alcoa ont annoncé qu'elles s'associaient pour terminer la mise au point de telles anodes, qui pourraient être commercialisées dès 2024.

Le fonctionnement exact de ces anodes, qui a fait et fait toujours l'objet de R et D, est maintenant assez bien connu. Mais la plupart des travaux de recherche à ce sujet n'ont pas été publiés et demeurent confidentiels pour des raisons commerciales. Selon Halvor (2014), Alcoa utilise un matériau associant céramique, métaux et oxydes métalliques qu'elle appelle le cermet. Ce serait une combinaison d'oxydes de fer et de nickel, de même que de cuivre et d'argent.

Une telle anode n'émettrait plus aucun CO₂ lié au procédé. Il ne se formerait plus que de l'oxygène à sa surface. D'après Lucas (2007), sa durée de vie serait d'environ 18 mois, bien qu'une anode 100 % inerte serait en théorie permanente. Pour le moment, le principal obstacle à cette technologie semble être sa moindre efficacité énergétique. Le niveau élevé de pureté des métaux nécessaires pourrait également constituer un frein.

Les anodes précuites actuellement utilisées sont responsables de la plus grande part des émissions de GES de l'aluminium produit au Québec (environ 2,1 t éq. CO₂ par tonne d'aluminium

produite). La mise au point d'anodes inertes, si elle se confirme et si leur implantation est réalisée, pourrait donc éliminer la principale source de GES de l'industrie de l'aluminium d'ici une dizaine d'années.

Les anodes traditionnelles font appel à des anodes de carbone dont la fabrication et l'utilisation se traduisent par l'émission de 2,1 t de CO₂ par tonne d'aluminium produite (Gautham, 2018). Ces émissions sont attribuables à la réaction du carbone de l'anode avec l'oxygène de l'aluminium (1,6 t éq. CO₂ par tonne d'aluminium produite) et à la préparation des anodes (0,5 t de CO₂ par tonne produite).

Selon les prévisions, le déploiement de la technologie d'anodes inertes devrait débuter en 2024. Au Québec, où 2,8 Mt d'aluminium sont produites, l'utilisation de ces anodes se traduirait à terme par une réduction de plus de 4 Mt d'éq. CO₂. Il faudra prévoir une période transitoire pendant laquelle la nouvelle technologie sera évaluée et la technologie classique sera graduellement remplacée.

4.6 Fabrication de ciment

Dans le secteur de la fabrication de ciment, cinq différentes méthodes permettent de réduire les émissions de GES :

- une meilleure efficacité énergétique ;
- la récupération de la chaleur résiduelle ;
- l'utilisation de carburants alternatifs ;
- la modification de la composition du ciment ;
- la capture et la séquestration du carbone (voir section 4.4).

Ces approches ne sont pas toutes aussi intéressantes. Après des décennies d'améliorations graduelles, l'efficacité énergétique a déjà livré à peu près tous les gains envisageables, tandis que la recherche sur la composition du ciment est en pleine effervescence. Selon une étude portant sur la production de ciment en Europe (McKinsey, 2009), il serait possible, en 2030, de réduire les émissions de GES de 70 % par rapport au scénario de référence (sans aucune mesure de réduction). Ceci représente une réduction de 47 Gt d'éq. CO₂ par rapport aux 70 Gt qui seraient normalement produites à cette date. Si l'on considère les émissions de GES des cimenteries québécoises (2,43 Mt d'éq. CO₂ en 2012, selon Pinel, 2015) avant la construction de la cimenterie McInnis, ceci représenterait une diminution de 1,63 Mt.

L'efficacité énergétique et la récupération de chaleur (les deux premières approches) consistent à minimiser les pertes de chaleur pour réduire les besoins en énergie. Selon Griffin (2016), les principales sources de pertes se situent au niveau de la cheminée (21 % à 1 100 °C) de l'air évacué du refroidisseur (12 % à 240 °C) et des surfaces chauffées (10 %). Le préchauffage du four à partir de la chaleur récupérée dans la cheminée peut apporter des économies intéressantes, mais plusieurs cimenteries utilisent déjà ce procédé, qui présente par conséquent peu de possibilités d'amélioration (Griffin, 2016). Pas moins de 48 % des pertes d'énergie sont considérées comme irrécupérables, car elles se produisent dans le cadre des réactions chimiques et de la combustion elles-mêmes (Griffin, 2016).

La troisième approche consiste à remplacer les carburants fossiles par de la biomasse ou des résidus, qui représentaient 6 % de l'énergie utilisée à cette fin dans le monde en 2014 (ECRA, 2017). Il s'agit principalement de boues d'épuration, de résidus de viande et d'os, de déchets de bois et de bran de scie (Åhman, 2012). Les chercheurs du secteur industriel étudient aussi

la possibilité d'utiliser du bois produit de manière durable à la manière d'un « charbon vert ». Au Québec, ces méthodes ne sont guère en vogue, puisqu'on leur préfère la réduction, la réutilisation, le recyclage et la valorisation des matières (Pinel, 2015).

La quatrième approche consiste à modifier la composition du ciment en remplaçant une partie du clinker par des substituts présentant une moindre empreinte carbone. Divers matériaux ont été proposés, dont les cendres de charbon, le laitier de haut fourneau, le calcaire, des matériaux pouzzolaniques, l'oxyde de magnésium et la poudre de verre micronisée. Au Canada, le ciment Contempra (ciment Portland au calcaire) émet ainsi 10 % moins d'émissions de CO₂ que le ciment traditionnel, tout en offrant le même niveau de performance (CCA, 2019).

Les avenues reposant sur l'efficacité énergétique des fours ne permettront probablement pas d'obtenir des gains importants en matière de réduction des émissions de GES. Les améliorations apportées de 2000 à 2010 dans ce domaine ont donné des résultats inférieurs à ceux enregistrés dans le passé, ce qui donne à penser qu'une limite pratique est peut-être en voie d'être atteinte en matière de réduction des besoins en énergie (Griffin, 2016). Par ailleurs, la substitution du clinker par d'autres matériaux, bien que prometteuse sur le papier, se heurte à la faible disponibilité locale des minerais de magnésium et des matériaux pouzzolaniques. Enfin, le ciment est un produit soumis à des normes techniques très précises, qui constituent un obstacle à l'innovation (Lytton, 2018).

Approche de réduction (selon McKinsey, 2009)	Impact, en pourcentage des réductions possibles	Réductions par rapport aux émissions de...	
		Europe, 2030	Québec, 2012
Efficacité énergétique	0 %	-	-
Récupération de la chaleur résiduelle	1 %	12 Mt	0,02 Mt
Carburants alternatifs	27 %	260 Mt	0,44 Mt
Modification de la composition du ciment	50 %	490 Mt	0,82 Mt
Capture et séquestration du carbone	22 %	210 Mt	0,36 Mt

Meilleure efficacité énergétique

Une étude menée auprès de l'industrie britannique du ciment (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b) confirme essentiellement les résultats de McKinsey (2009). Lytton (2018) en arrive aux mêmes conclusions à l'échelle européenne. L'industrie du ciment a diminué sa consommation d'énergie de manière importante depuis deux ou trois décennies, de sorte que la plupart des gains potentiels ont déjà été obtenus.

Il n'existe pas de procédé émergent qui apporterait d'importantes réductions supplémentaires. La Chine développe une technologie sur lit fluidisé, mais les gains potentiels n'atteignent que 300 MJ d'énergie par tonne de clinker (Griffin, 2016). Lytton (2018) rapporte que la production actuelle de clinker exige environ 3 750 MJ d'énergie par tonne en moyenne et que la meilleure technologie en exige 3 200. Les modifications nécessaires seraient de grande ampleur et le rendement du capital investi, incertain et à très long terme (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b). En pratique, ces faits ne contredisent pas le potentiel nul décrit par McKinsey (2009).

Récupération de la chaleur résiduelle

La technique de la récupération de la chaleur résiduelle offre des possibilités limitées de gains, parce que la plupart des mesures applicables ont déjà été adoptées. Le préchauffage du four à partir de la chaleur récupérée dans la cheminée apporte des économies intéressantes, mais les cimenteries

utilisent déjà ce procédé, qui présente peu de possibilités d'amélioration supplémentaire (Griffin, 2016). Dans une étude récente menée en Grande-Bretagne, les chercheurs n'ont pas trouvé de procédés immédiatement disponibles, mais ils recommandent tout de même de vérifier les quelques pistes qui subsistent relativement à l'utilisation de faibles niveaux de chaleur résiduelle à basse température (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b). Dans un contexte québécois, on pourrait envisager de créer des échanges de chaleur avec des bâtiments industriels ou résidentiels à proximité des cimenteries.

Utilisation de carburants alternatifs

Les carburants traditionnellement utilisés dans les raffineries sont riches en carbone : coke de pétrole, charbon, mazout. Il est toutefois possible d'y substituer des carburants fossiles plus propres, comme le gaz naturel, ou divers résidus, dont la biomasse. La combustion de divers résidus est d'autant plus intéressante qu'il est possible d'ajouter leurs cendres au clinker, ce qui réduit ou élimine les problèmes de gestion qui y sont liés.

Les cimenteries québécoises utilisent déjà largement la substitution de combustible, ce qui limite les gains potentiels à cet égard. D'après Pinel (2015), le taux global de substitution a déjà atteint de 25 à 30 % au Québec, comblant une proportion similaire des besoins en énergie. La cimenterie McInnis prévoit brûler environ 100 000 tonnes de biomasse forestière par année, ce qui couvre environ 30 % de ses besoins en énergie.

La disponibilité de la biomasse est limitée. Comme il est difficile de la transporter par route sur de longues distances, elle s'avère moins intéressante dans certains cas. L'utilisation de la voie maritime du Saint-Laurent pourrait permettre de transporter les résidus forestiers vers les utilisateurs en zone industrialo-portuaire tout en réduisant l'impact environnemental de l'opération.

Il faut souligner que la chaleur élevée de la combustion dans les cimenteries permet de détruire plusieurs substances chimiques qui contaminent des sources variées de résidus. Selon Pinel (2015), ceci ouvre la voie à l'utilisation des combustibles suivants :

- résidus de construction, de rénovation et de démolition ;
- bois traité, dont les poteaux électriques et les traverses de chemin de fer ;
- huiles usées (hydrocarbures) ;
- pneus ;
- plastiques.

En pratique, comme les politiques favorisent le recyclage des pneus, la valorisation énergétique ne représente plus que 3 % des 8 millions de pneus jetés chaque année au Québec.

Si l'utilisation de tous ces combustibles de substitution est généralement vue comme une mesure efficace de réduction des émissions de GES, elle n'est pas sans problèmes. La manipulation de substituts variés peut mener à l'augmentation de la consommation énergétique et la biomasse, chargée d'humidité, peut réduire l'efficacité de la combustion (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b).

Néanmoins, une étude menée en Grande-Bretagne montre que la généralisation de ces mesures pourrait réduire les émissions des cimenteries par rapport au mélange énergétique utilisé en 2010 (Griffin, 2016). Une autre étude menée en Grande-Bretagne conclut qu'il est possible de réduire les émissions de GES de 28 % d'ici 2050 à l'aide de la biomasse (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b). Il importe de rappeler que ces réductions ne s'appliquent

qu'aux émissions liées au carburant, qui ne représentent que de 35 à 40 % des émissions directes totales (Pinel, 2015).

Modification de la composition du ciment

Le clinker, obtenu par la calcination à haute température de divers éléments, représente normalement plus de 90 % de la masse du ciment Portland. Comme sa fabrication est énergivore, il y a un réel intérêt à en remplacer une partie par d'autres produits ou à le fabriquer à partir de matériaux exigeant moins d'énergie pour leur transformation.

L'approche comporte toutefois deux limites. D'une part, l'usage accru de substituts a pour effet de modifier les propriétés du ciment, ce qui peut le rendre impropre à certaines applications ou entraîner des changements au Code du bâtiment. D'autre part, les matières premières de substitution doivent être disponibles en quantité suffisante dans des lieux qui permettent de les ajouter efficacement à la chaîne logistique de l'industrie (Wyns, 2016).

Produits actuels de substitution au clinker. La plupart des ciments Portland contiennent déjà de 5 à 10 %, de matériaux de substitution. Il s'agit le plus souvent de cendres de combustion, de laitier de haut fourneau, de matériaux pouzzolaniques ou de calcaire directement ajouté au ciment (par exemple le ciment Contempra ; voir CCA, 2019). On peut augmenter la proportion de ces matériaux jusqu'à 30 %, voire 40 % du total. La fabrication exige de la sorte moins d'énergie et présente une empreinte carbone réduite, mais les propriétés et les usages du produit fini diffèrent alors sensiblement de ceux du ciment Portland (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017b). Certains de ces matériaux, comme les cendres de combustion de charbon et le laitier, se font également plus rares dans l'économie moderne, ce qui limite leur utilisation (Griffin, 2016).

Parmi les approches de substitution, notons l'utilisation de la poudre de verre, qui a fait l'objet d'essais poussés au Québec. Le verre réduit en poudre peut remplacer de 20 à 30 % du clinker dans la composition du ciment. Il a un effet globalement positif sur la durabilité du béton, augmentant son imperméabilité à l'eau, au gaz et aux ions chlorure, de même que sa résistance aux cycles de gel et de dégel (Pinel, 2015). Il n'est cependant pas utilisé dans les bâtiments, entre autres parce que ses effets sur le plan de la solidité et de la durabilité des structures sont encore inconnus.

De nouvelles technologies de fragmentation permettent aussi de recycler une partie du ciment récupéré lors de travaux de démolition. Les coûts énergétiques du recyclage du béton rendent toutefois ces technologies non rentables dans le contexte actuel (Wyns, 2016).

Produits de substitution au ciment en émergence. Il s'agit de remplacer le clinker de calcaire par des matériaux aux propriétés pouzzolaniques dont la transformation exige moins d'énergie, ou encore de concevoir des solutions de remplacement pour le béton. Les candidats les plus souvent proposés sont les suivants :

- **Le kaolin :** Cette forme d'argile, déjà utilisée dans la fabrication de céramique et de papier, est composé d'aluminosilicate pouvant se substituer au clinker classique après un traitement thermique. Contrairement au ciment Portland, où les silicates de calcium réagissent avec l'eau pour former un béton, les aluminosilicates réagissent avec un agent alcalin (le plus souvent un verre liquide) pour former un géopolymère. L'avantage, c'est que seul le verre liquide nécessite un traitement thermique à 1500 °C, alors que les aluminosilicates peuvent être calcinés à plus faible température (700 °C). Selon Griffin (2016), les réductions d'émissions liées à ce procédé pourraient atteindre de 80 à 90 %. Le procédé n'en est qu'au stade de l'essai commercial à petite échelle. Le Québec recèle certes plusieurs gisements de kaolin, mais l'impact environnemental de son extraction

et de son transport vers des cimenteries doit être considéré. Il faut toutefois mentionner que plusieurs gisements de résidus miniers ou de cendres volantes contiennent des aluminosilicates, de la silice ou de l'alumine pouvant composer un géopolymère.

- **Les résidus de sites d'enfouissement :** Ce matériau repose sur l'utilisation d'un ensemble de techniques, connues sous le nom d'exploitation améliorée des décharges, qui visent à utiliser le contenu des décharges à la fois comme sources de matériaux et d'énergie. L'une des technologies envisagées aurait recours à un système mixte gaz-plasma pour obtenir à la fois du gaz de synthèse et un vitrifiât nommé Plasmarok, pouvant être utilisé comme substitut du clinker. Il existe pour le moment peu de renseignements publics sur ce procédé, mais selon Wyns (2016), sa généralisation en Europe permettrait de réduire les émissions liées à la production de ciment de 3 à 11 % environ.
- **Les sulfoaluminates de calcium :** La compagnie Lafarge a développé un ciment à base de sulfoaluminate de calcium appelé Aether. Sa confection repose sur un plus faible taux de calcaire et un broyage moins énergivore, le procédé exigeant une température plus basse (1300 °C, contre 1500 °C pour le clinker ordinaire). On lui prête des propriétés similaires à celles du ciment Portland, même s'il produit de 20 à 30 % moins de CO₂. Mis à l'essai avec succès à l'échelle industrielle, il est de surcroît fabriqué dans les fours conventionnels conçus pour la production de ciment Portland, ce qui permet d'éviter les coûteuses transformations. Ce type de ciment a d'abord été expérimenté en Chine dans les années 1970, mais son utilisation demeure limitée à certaines niches en raison de son coût plus élevé, dû à la proportion plus importante d'aluminium dans sa formulation (Pinel, 2015).
- **La magnésite :** Ce minerai de magnésium, une fois transformé, produit un mélange d'oxyde de magnésium et de carbonate de magnésium dont les propriétés sont similaires à celle du ciment Portland. Le procédé exige une chaleur inférieure à celle du clinker traditionnel (650 °C) et demanderait donc moins d'énergie. Mieux encore, la réaction chimique produisant le carbonate de magnésium absorbe du CO₂, ce qui en fait un procédé à émissions partiellement ou totalement négatives (Åhman, 2012 ; Wyns, 2016). D'après Griffin (2016), ce procédé – qui n'en est encore qu'à l'étape du projet pilote – entraîne une réduction des émissions de l'ordre de 60 à 113 %. Il existe toutefois peu de gisements de magnésite au Québec, ce qui limite le recours possible à ce matériau. L'un d'eux se trouve dans la région de Thetford Mines, un autre dans les monts Otish, et deux sont situés en Gaspésie (Énergie et Ressources naturelles Québec, 2013 b).

Toute nouvelle forme de ciment exigera des essais à long terme pour en évaluer les propriétés, notamment leurs caractéristiques de durcissement et de durabilité. Un des atouts techniques du ciment Portland demeure son alcalinité, qui protège contre la corrosion les barres d'armature en acier des grands ouvrages d'art. Les nouveaux ciments devront faire leurs preuves dans des applications de niche et leur commercialisation pourrait prendre du temps (Åhman, 2012).

Capture et utilisation du carbone en cimenterie

Les techniques générales de capture du carbone ont été décrites ci-dessus et il est inutile de revenir sur ces détails. Il suffit de mentionner ici qu'en raison des limites de l'efficacité énergétique, des carburants de substitution et des formules de clinker, les chercheurs estiment que la capture et la séquestration du carbone auront un rôle important à jouer dans la réduction des émissions de l'industrie du ciment. Wyn (2018) estime que la construction de pipelines pour le transport du CO₂ représentera des défis considérables, tant en matière de financement que d'acceptabilité sociale.

L'exemple d'une usine de Taïwan, qui utilise la capture depuis juin 2013 à l'aide d'un procédé au calcium, donne une idée de l'échelle et des coûts en cause. Elle retire environ une tonne de carbone à l'heure d'un flux de 3,1 t de CO₂ et consomme 0,2 t de calcaire à l'heure. Environ 85 % du CO₂ est absorbé, à un coût de 40 \$ US par tonne (Wyns, 2016).

Le département des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies industrielles (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017 b) estime que dans le contexte britannique, aucune technologie ne présente en pratique autant de potentiel de réduction des émissions dans l'industrie du ciment que la capture et l'utilisation du carbone. Barrett (2018) croit également que la capture jouera un rôle déterminant d'ici 2050, notamment parce que plusieurs des économies possibles ont déjà été obtenues depuis 1973.

4.7 Raffineries de pétrole

La réduction des émissions de GES dans les raffineries est une tâche difficile. En effet, les gains d'efficacité déjà obtenus sont souvent annulés par une demande croissante pour des carburants plus légers et plus propres, qui exigent des étapes de raffinage supplémentaires nécessitant une plus grande dépense énergétique (Syrek, 2011).

Dans cette industrie parvenue à un niveau élevé de maturité, les recherches portent généralement sur des enjeux comme la hausse des rendements, l'efficacité énergétique et des temps d'arrêt plus courts, plutôt que sur des procédés entièrement nouveaux. De plus, les entreprises pétrolières ont réduit leurs budgets de R et D ces dernières années et se fient davantage à des tiers pour leur procurer la technologie dont elles ont besoin (Brown, 2010).

Les méthodes de réduction des émissions de GES s'articulent donc autour de divers gains d'efficacité et d'une intégration à la région environnante pour vendre les surplus de chaleur et acheter de l'hydrogène produit au moyen d'énergie renouvelable. Comme les effets de ces mesures risquent toutefois de demeurer limités, la capture et la séquestration de carbone demeurent les moyens le plus souvent suggérés pour réduire l'empreinte carbone des raffineries. Plusieurs procédés produisent de fait des flux concentrés de CO₂ qui se prêtent particulièrement bien à la capture.

Étant donné le niveau élevé de maturité de l'industrie du raffinage, les efforts de recherche portent davantage sur l'optimisation des procédés plutôt que sur l'élaboration de nouveaux concepts. Plusieurs méthodes sont axées sur la récupération de chaleur, le contrôle de la combustion (surtout de l'admission d'oxygène) et la diminution du torchage. Beaucoup de ces procédés sont actuellement disponibles et procurent assez rapidement un rendement sur le capital investi.

Le concept de bioraffinage vise à produire des biocarburants et des intrants chimiques à partir de la biomasse. Si la production d'éthanol à partir de matière organique est opérationnelle, la production de plusieurs molécules d'intérêt à partir de la biomasse en est présentement au stade de projet pilote ou de démonstration.

Les autres concepts tournent autour de la capture et de la séquestration du CO₂, le débat scientifique portant essentiellement sur la technologie de capture la mieux adaptée à un procédé de raffinage ou à un flux de gaz en particulier. Bien que la capture du carbone promette des réductions d'émissions plus importantes que l'optimisation de procédés, il faut souligner que les technologies de capture n'ont que peu ou pas fait leurs preuves dans l'industrie du raffinage.

Amélioration des procédés

L'EPA (2010) suggère une longue liste d'améliorations techniques que l'on peut appliquer aux raffineries pour réduire leur consommation d'énergie ou les émissions liées aux procédés eux-mêmes. Pris isolément, chacun de ces aménagements a un effet limité, mais leur impact cumulatif est important. Voici ci-dessous les méthodes les plus prometteuses :

- **Efficience énergétique** : Des mesures plus précises, des moteurs plus efficaces et à régime variable et des compresseurs plus efficaces peuvent permettre des économies d'énergie électrique de l'ordre de 4 à 17 %. Ces techniques éprouvées se remboursent en deux ans environ.
- **Purification de l'eau des chaudières** : Le remplacement d'un adoucisseur d'eau conventionnel par une membrane à osmose inversée réduit les pertes de vapeur de 70 à 90 %, ce qui peut se traduire par une diminution de 10 % des émissions de GES de ce système. Il s'agit d'une technologie éprouvée qui se rembourse en deux à cinq ans.
- **Contrôle de l'alimentation en air des chaudières** : Un meilleur contrôle du mélange d'air et de carburant permet de réduire les émissions d'une chaudière de 1 à 3 %. Mesure éprouvée qui se rembourse en 6 à 18 mois.
- **Isolation des chaudières et des conduites** : Une meilleure isolation de la chaudière permet de réduire ses émissions de 3 à 13 %. Mesure éprouvée qui se rembourse en 6 à 18 mois.
- **Récupération de la chaleur des gaz d'échappement** : L'utilisation des gaz d'échappement pour préchauffer l'eau permet de réduire les émissions de la chaudière de 2 à 4 %. Mesure éprouvée qui se rembourse en deux ans.
- **Réinjection de la vapeur après condensation** : Après condensation, la vapeur résiduelle peut être réinjectée dans le circuit de la chaudière sous forme d'eau chaude. Réduit l'énergie nécessaire à la production de vapeur de 1 à 10 %. Mesure éprouvée qui se rembourse en deux ans.
- **Récupération de l'air chaud** : Dans les unités utilisant de l'air chaud, la récupération de la chaleur résiduelle à l'aide d'échangeurs thermiques air-air alimente un préchauffage permettant d'économiser de 10 à 15 % d'énergie. Mesure éprouvée. Peut toutefois augmenter les émissions de NOx.
- **Détection et colmatage des fuites** : L'utilisation de détecteurs de vapeur organique ou de technologies de détection optiques facilite la détection des fuites mineures dans les conduites de gaz naturel ou de méthane, ce qui permet un colmatage plus rapide. On peut ainsi atténuer les fuites de 80 à 90 %, ce qui réduit les émissions de GES de l'ensemble de la raffinerie de 0,1 %. Technologie éprouvée.
- **Gestion du torchage** : L'installation d'un compresseur de gaz permet de réutiliser une partie du gaz destiné au torchage comme carburant. Des condensateurs réfrigérés permettent aussi de récupérer une partie du gaz qui irait normalement au torchage. Mesures éprouvées, qui se remboursent dans un laps de temps assez rapide.
- **Installation d'évents à vapeur dans l'unité de cokéfaction** : Ceci permet de réduire la pression des gaz dans l'unité et d'y réduire les fuites de CH₄ de 50 à 80 %. Technologie éprouvée.
- **Préchauffage de l'unité de production d'hydrogène** : Le préchauffage de l'air et de la vapeur à l'aide de chaleur résiduelle permet de réduire de 5 % la consommation énergétique de l'unité. Mesure éprouvée.

- **Récupération des vapeurs de méthane des réservoirs de brut non stabilisé :**

Le pétrole brut non traité libère lentement le méthane qui y reste dissous. La récupération de cette vapeur permet de réduire de 90 à 95 % les émissions de CH₄ liées au stockage.

Bien qu'utiles, ces mesures sont désormais courantes dans l'industrie du raffinage et on peut s'attendre à ce qu'elles soient déjà appliquées dans les raffineries récemment modernisées.

Cogénération

Le gaz de raffinerie peut être utilisé pour alimenter un système de cogénération, qui produit à la fois l'électricité et la vapeur dont la raffinerie a besoin. Si ce gaz n'est pas disponible en quantité suffisante, on peut aussi alimenter le système en gaz naturel ou en énergie renouvelable. Le procédé peut être adapté pour produire plus d'électricité ou de vapeur, selon les besoins. Cette technique est toutefois déjà très répandue dans les raffineries (Wanders, 2017), mais moins au Québec à cause des tarifs d'électricité plus avantageux et du caractère renouvelable de l'électricité dans la province. Lorsque les besoins en vapeur sont très élevés, il se peut que cette unité produise un surplus d'électricité, qui peut être revendu sur le marché, lorsque cela est possible. De manière générale, la cogénération est une technique efficace, qui réduit les besoins en énergie (Brown, 2010).

Gazéification intégrée à un cycle combiné

La gazéification intégrée à un cycle combiné est une technique particulièrement efficace de gazéification des résidus de raffinerie. L'utilisation de ces gaz dans un système de cogénération permet d'atteindre des niveaux d'efficacité de l'ordre de 45 à 55 % pour la production d'électricité, en plus de produire un flux de gaz de combustion à très faible niveau de NO_x, SO₂ et CO₂ (Syrek, 2011).

Colonne de distillation

La colonne de distillation atmosphérique est une unité énergivore et fortement émettrice de CO₂. Elle peut représenter jusqu'à 70 % des émissions d'une raffinerie de base et 30 % de celles d'une raffinerie complexe (Wanders, 2017). Il s'agit donc d'un procédé où les gains potentiels sont importants et qui doit être ciblé en priorité. Les raffineries modernes comme celles du Québec ont cependant déjà largement réalisé ces gains.

Une première méthode consiste à intégrer la colonne de distillation atmosphérique à la colonne de distillation sous vide. Une seconde approche consiste à améliorer la colonne de distillation atmosphérique en y ajoutant une colonne préflash, une unité qui réduit brusquement la pression de fonctionnement pour forcer les composants volatils du pétrole brut à se vaporiser. Ceci lui permet d'entrer dans la colonne de distillation sans avoir à être chauffé, ce qui économise du carburant à l'étape du chauffage. Une troisième technique, encore à l'essai, consiste à assembler deux colonnes de distillation en ne maintenant qu'un simple mur de séparation entre les deux (Wanders, 2017).

Unité de cokéfaction

Deux innovations se répandent actuellement dans ce domaine. La première consiste en de nouveaux catalyseurs qui permettent de traiter une matière première à plus forte teneur en soufre. Ceci permet de moins utiliser l'unité de désulfuration. L'autre technologie est l'hydroconversion (hydrocraquage) des résidus, qui est considérée comme plus avantageuse que leur gazéification. Sans être une technologie nouvelle en soi, une approche récente propose aussi de placer l'unité de cokéfaction en tête du procédé de raffinage, ce qui simplifierait la séparation des composantes du pétrole et réduirait les besoins en énergie (Wanders, 2017). Il s'agit toutefois d'une modification importante aux installations existantes.

Capture et réutilisation du carbone en raffinerie

En raison des possibilités modérées de réduction des émissions des raffineries, les experts ont consacré beaucoup d'efforts à la question de la capture et de l'utilisation du carbone. On propose toute une gamme de technologies de capture, choisies en fonction des caractéristiques propres au flux de chaque procédé de raffinage. Selon le cas, il s'agit de techniques de pré ou de postcombustion.

Brown (2010) estime que les installations de production d'hydrogène couplées à un système de capture par absorption présentent le meilleur potentiel dans une raffinerie, à un coût d'environ 30 € la tonne de CO₂. Le procédé améliore aussi la pureté de l'hydrogène produit, ce qui est désirable. Des technologies de postcombustion existent au niveau du chauffage, des chaudières ou des craqueurs catalytiques, mais à un coût plus élevé – soit d'environ 80 € la tonne. L'oxycombustion offre un potentiel intéressant, mais reste non éprouvée à cette échelle dans un contexte de raffinage.

Le chauffage des divers procédés représente jusqu'à 60 % des émissions d'une raffinerie. L'une des possibilités d'intervention consiste à rediriger l'ensemble des flux de combustion vers une unité centrale de traitement postcombustion où le CO₂ serait séparé et comprimé. Mais cette solution serait mal adaptée aux grandes raffineries de 400 000 barils et plus en raison de l'espace nécessaire au passage des conduites. Il faut aussi éliminer le NO_x et le SO_x avant le traitement, car ils dégradent les produits absorbant le CO₂ (Brown, 2010).

L'oxycombustion constitue aussi un mécanisme éventuel de capture du CO₂. Brown (2010) rapporte le cas d'une raffinerie existante, en Grande-Bretagne, dont les chauffages et les chaudières ont été modifiés pour brûler de l'oxygène pur produit dans une unité centralisée. Le flux des divers procédés était ensuite séparé de sa vapeur d'eau par condensation, ne laissant que du CO₂, ultérieurement comprimé à 30 bars. La principale faiblesse de ce procédé consiste en une augmentation considérable de sa consommation d'électricité. La quantité et la longueur des conduites nécessaires constituent également un obstacle, de même que la très grande taille des unités de production d'oxygène nécessaires. En outre, il faudrait évidemment trouver une destination pour le CO₂ obtenu.

4.8 Traitement et élimination des matières résiduelles

Il existe plusieurs approches de réduction des émissions de GES. La plus commune consiste à recouvrir le site d'enfouissement d'une couche étanche aux gaz et à y installer de l'équipement pour récupérer le biogaz produit de manière continue. Cette approche a toutefois ses limites : pour un lieu d'enfouissement en activité, des émissions peuvent échapper au système de captage. Les émissions fugitives sont donc inévitables.

Une fois le gaz collecté, deux options s'offrent. La plus simple consiste à brûler le biogaz pour le transformer (par oxydation) en CO₂ moins dommageable. L'autre consiste à utiliser la chaleur issue de cette combustion pour produire de la vapeur et de l'électricité, qui sont ensuite revendues sur le marché. Cette cogénération d'électricité est particulièrement intéressante en matière d'émissions là où la production d'électricité est fortement émettrice. Dans le contexte québécois, elle se justifie surtout par le souci de générer des revenus pour réduire les coûts reliés à l'enfouissement. Il est également possible d'extraire le méthane du biogaz par divers procédés de séparation, de manière à pouvoir substituer des combustibles fossiles.

Plutôt que d'avoir lieu spontanément dans un site d'enfouissement, la décomposition anaérobie peut avoir lieu de manière contrôlée et intentionnelle dans des cuves, après quoi le méthane est récupéré. On parle alors de digestion anaérobie ou de biométhanisation. Cette méthode est principalement utilisée pour les résidus liquides ou les boues d'épuration en raison de leur uniformité, mais elle peut se prêter à tout résidu organique putrescible.

Le compostage constitue une autre option. Il s'agit d'une méthode de décomposition contrôlée, qui a lieu dans un milieu riche en oxygène. Dans cet environnement, les matières compostables (résidus de jardinage et résidus alimentaires) n'émettent en principe que du CO_2 . Il peut se produire un peu de décomposition anaérobie au milieu de l'andain, moins bien oxygéné, mais ces émissions de CH_4 sont considérées comme négligeables. Qui plus est, le CO_2 issu du compostage est considéré comme étant d'origine biogénique et n'est donc pas comptabilisé dans les bilans nationaux (ICF, 2005). La combustion des déchets est populaire dans certains pays. Cette méthode évite la décomposition anaérobie et n'émet que du CO_2 et du N_2O . La chaleur est ensuite utilisée pour produire de l'électricité, ce qui est un substitut intéressant aux carburants fossiles. Les émissions de GES liées à la combustion sont considérées comme biogéniques et ne sont pas comptabilisées dans les bilans nationaux.

Au Québec, l'enfouissement est préféré à l'incinération, tandis que la valorisation (compostage et biodigestion) est préférée à l'enfouissement, selon la hiérarchie des 3RV-E (réduction à la source, réemploi, recyclage, valorisation puis élimination). Cette hiérarchie est centrale à la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. Cette même politique vise un bannissement de l'élimination des matières organiques putrescibles en 2022. Ainsi, la plupart des municipalités québécoises ont mis en place une collecte séparée des matières organiques ou envisagent de le faire dans les prochains mois. Le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage aura permis le financement de plusieurs installations, permettant une réduction des GES du secteur de la gestion des déchets dans les prochaines années.

Enfin, l'amélioration de l'efficacité énergétique des camions ou l'adoption de carburants moins polluants (gaz naturel, électricité) offre également des possibilités de réduction des émissions de GES.

Livrés à eux-mêmes, les sites d'enfouissement sont fortement émetteurs de GES. La décomposition de la matière organique est responsable de ces émissions, le reste des déchets étant stables et peu émetteurs. Comme la matière organique est enfouie dans un milieu pauvre en oxygène favorable à la production de méthane, ce gaz représente la majeure partie des émissions. Le mélange de CO_2 , de CH_4 et d'autres gaz émis en moindre quantité est appelé biogaz. Il existe trois grandes approches distinctes, mais complémentaires, de réduction des émissions de gaz de décharge des sites d'enfouissement :

- La réduction des résidus organiques à la source par la diminution des imprimés et des emballages. Une pratique comme l'écoconception, par exemple, permet de réduire la masse des emballages des produits de consommation courante. Cette approche mérite d'être mentionnée même si elle déborde quelque peu du cadre de cette étude.
- Le tri des matières organiques à la source et leur traitement par compostage ou biométhanisation en usine. Comme le compostage a lieu en milieu aérobie, les émissions de méthane sont très réduites et se limitent essentiellement à une quantité modérée de CO_2 , dont l'impact sur le climat est moindre. D'après McKinsey (2009), le compostage réduit les émissions de chaque tonne de matière organique traitée d'environ 1,1 t éq. CO_2 .
- Le recouvrement des sites d'enfouissement par une couche étanche et l'installation de conduites pour récupérer le biogaz. Ce gaz riche en méthane subit ensuite un torchage ou est brûlé pour produire de l'électricité et de la vapeur par cogénération. Ceci le

transforme en CO₂, ce qui réduit les émissions des sites d'enfouissement d'environ 80 % par rapport aux sites livrés à eux-mêmes (TRNEE, 1999). Il est également possible de capturer et de réutiliser les flux de CO₂ produits.

Le coût de la gestion des GES est difficile à départager avec précision d'autres coûts liés à la gestion des déchets. De plus, ils varient énormément en fonction des conditions locales. Bogner (2008) propose les ordres de grandeur suivants :

- Le coût du compostage dépend largement du coût de la collecte sélective, qui peut varier de 9 à 380 \$ US par tonne de matière organique. Le coût du compostage lui-même est en moyenne de 32 \$ la tonne pour les procédés en andains à ciel ouvert et de 46 \$ la tonne en milieu fermé. La création d'un marché local peut permettre de revendre le compost et de récupérer une partie des coûts.
- L'enfouissement est de loin la méthode de gestion la moins coûteuse aux États-Unis. Son coût moyen est de 52 \$ la tonne, transport compris. Bolger ne précise pas le coût supplémentaire entraîné par la gestion des émissions, mais laisse entendre qu'ils ne sont pas très élevés.

Traitement en usine

Le compostage et la biométhanisation ont en commun de traiter en usine des matières organiques triées à la source.

Le **compostage** est une décomposition en milieu aérobie. Lorsque le procédé est bien mené, il n'émet que du CO₂ et de la vapeur d'eau. En raison de la nature hétérogène des résidus à traiter, il arrive qu'un peu de méthane se forme dans des portions d'andain mal oxygénées. Le rendement de cette technique dans la réduction des GES dépend donc de la capacité à fournir assez d'oxygène à la matière à traiter. Dans le cas des feuilles mortes et des résidus de jardinage, le compostage a lieu en andains ouverts, dans un site extérieur. Dans le cas des déchets de table, il est possible de recourir à des systèmes en cuves fermées, aux conditions soigneusement contrôlées (CRA, 2011).

Les programmes portant sur les feuilles et les résidus de jardinage sont simples et peu coûteux à implanter. La collecte des déchets de table est plus difficile à mettre en place et demande une révision du mode de collecte des matières résiduelles. Les feuilles et les résidus de jardinage ne se prêtent pas à la biométhanisation et doivent plutôt être compostés (CRA, 2011). Les andains ouverts occupent un espace important et il faut trouver un débouché pour le compost produit.

La **biométhanisation** est une alternative au compostage qui suscite actuellement beaucoup d'intérêt. La méthode consiste à faire fermenter la matière organique en cuve fermée anaérobie pour stimuler la production de méthane. Le gaz qui en résulte contient de 50 à 65 % de méthane et de 35 à 50 % de CO₂ (CRA, 2011). Il est ensuite récupéré pour être valorisé. Il peut être brûlé pour produire de la chaleur et de l'électricité par cogénération. Selon Pinard (2011) la biométhanisation doit se faire à proximité des sources de résidus, ce qui limite les émissions de GES et les coûts de transport. Elle permet aussi de décentraliser la production d'énergie en milieu urbain et de rapprocher le consommateur de sa source d'énergie.

Les systèmes de biométhanisation comportent trois autres inconvénients. D'abord, c'est un système qui fonctionne en continu et requiert donc l'apport régulier de grandes quantités de matière organique. Ensuite, même si les installations sont plus compactes que celles servant au compostage, le traitement anaérobie de 50 000 tonnes de matière par année nécessite jusqu'à un hectare de surface. Enfin, les digestats qui subsistent en fin de procédé exigent souvent d'être compostés pour compléter leur décomposition (CRA, 2011).

Les coûts de la biométhanisation sont difficiles à prévoir et dépendent grandement du genre de projet. Le prix du système adossé à une usine de cogénération est de l'ordre de 2,5 à 3 millions \$ par mégawatt de capacité installée. On estime qu'il faut pouvoir compter sur au moins 30 000 tonnes de déchets triés à la source par année pour que la facture se justifie. La vente d'énergie et de crédits de carbone favorise la récupération de l'investissement (CRA, 2011).

Traitement au site d'enfouissement

Les méthodes de traitement des résidus organiques dans les sites d'enfouissement reposent toutes sur la même idée générale, qui consiste à recouvrir le tas de matière d'une couche étanche – sol ou membrane – et de récupérer le gaz de décharge qui s'accumule dessous. Le gaz de décharge destiné à la production d'énergie doit souvent subir un prétraitement pour répondre aux normes des appareils de cogénération, ce qui n'est pas le cas de celui qui est simplement destiné au torchage. Ce concept a déjà été mis en œuvre dans plusieurs grands sites d'enfouissement au Québec, mais il reste à le généraliser dans les sites de moyenne et de petite taille. Il comporte plusieurs variantes, décrites ci-dessous.

Biocouverture : Dans cette variante, la masse de matière est recouverte d'un sol à forte teneur en matière organique (résidus de bois, biosolides, compost) qui constitue un milieu favorable à la multiplication des microorganismes responsables de la dégradation du méthane. Ce gaz est ainsi converti en CO₂ moins dommageable avant de se frayer un chemin jusqu'à l'air libre. Cette approche est d'une efficacité modérée, mais elle est peu coûteuse à mettre en œuvre et convient aux sites âgés, où les émissions de méthane sont en déclin. Le prix de cette couverture varie de 7,50 à 21 \$ le mètre cube en fonction de la matière organique disponible dans la région (CRA, 2011).

Couverture à évapotranspiration : Ce genre de couverture repose sur des couches végétalisées qui retardent l'infiltration de l'eau vers la masse de matière en décomposition assez longtemps pour que l'évaporation du sol ou des plantes la retournent vers l'atmosphère. Cette rétention de l'eau réduit la lixiviation, qui contribue à créer un environnement anaérobie favorable à la production de méthane. Ce système est utile pour les sites d'enfouissement en fin de vie, où la production de gaz de décharge est réduite. L'usage de matériaux de couverture trouvés localement peut réduire les coûts de mise en place de 12 à 18 \$ par mètre carré (CRA, 2011).

Géomembrane : Ce système repose sur l'installation en surface d'une membrane synthétique étanche, qui empêche le gaz de décharge de rejoindre l'air libre. Ce système ne convient qu'aux sites dotés d'un système de tubulures pour la récupération du gaz, sans quoi son accumulation pourrait provoquer une rupture de la membrane. Cette technique n'offre pas d'économies, puisque la membrane coûte de 10 à 12 \$ par mètre carré et qu'elle doit elle-même être recouverte d'un sol de couverture. Mais l'efficacité de cette technique pour prévenir les émissions de GES et récupérer le gaz de décharge a favorisé son adoption partout en Amérique du Nord. (CRA, 2011).

Géomembrane solaire : Dans ces installations, la géomembrane étanche de surface n'est pas recouverte de sol, mais incrustée de petits panneaux photovoltaïques flexibles qui permettent la production d'électricité en plus de la capture du gaz de décharge. La forme de l'amas de matière peut être ajustée pour fournir un angle optimal aux rayons du soleil et les cellules photovoltaïques peuvent être sélectivement posées là où la lumière est la meilleure. Ce genre d'installation requiert la présence d'un système de collecte des gaz de décharge pour prévenir leur accumulation sous la membrane. Cette technologie devrait être réservée aux sites en cours de fermeture, où il ne sera plus nécessaire de déplacer l'amas. Elle n'a pas encore été testée au Canada, mais les essais menés aux États-Unis sont encourageants. Le coût d'une telle membrane est plus élevé que celle d'une géomembrane ordinaire, mais l'électricité produite peut être revendue sur le marché pour en amortir les frais (CRA, 2011). On rapporte aussi le cas de sites d'essai où l'on a installé des panneaux solaires ordinaires sur une géomembrane de base (EPA, 2013).

Réacteur anaérobie : Ce système repose sur l'installation d'une membrane étanche empêchant à la fois la fuite du gaz de décharge et l'infiltration de l'eau. L'eau est plutôt ajoutée à la matière de manière contrôlée, de façon à créer un milieu anaérobie optimisant l'activité des bactéries productrices de méthane. Le gaz est ensuite récupéré pour torchage ou utilisation. Tout au long de sa vie utile, cette installation produit autant de méthane qu'un système ordinaire à géomembrane, mais le débit de production est plus rapide et la matière s'épuise plus vite. Ce genre de système doit idéalement être prévu dès la mise en place du site. Les coûts d'installation sont plus élevés que ceux d'un système à géomembrane parce qu'il faut prévoir des capteurs et des équipements de pompage de l'eau. Le fort débit de méthane produit améliore toutefois la rentabilité des équipements de cogénération (CRA, 2011). La digestion rapide de la matière accélère aussi la stabilisation du site, ce qui permet d'y économiser de 15 à 30 % d'espace. Cette stabilisation a lieu alors que le site est encore sous surveillance et que les installations sont en bon état. Avantage supplémentaire, il est parfois possible d'utiliser des eaux usées pour le contrôle de l'humidité (Townsend, 2008).

Bioréacteur aérobie : Dans ce système, la totalité de la matière est entourée d'une géomembrane permettant à la fois de contrôler l'infiltration d'eau et de récupérer le lixiviat. Celui-ci est ensuite réinjecté de manière à maintenir un degré d'humidité optimal dans la matière. Un système de tubulures permet aussi d'insuffler de l'air dans la matière pour y permettre une décomposition aérobie, qui est plus rapide que le procédé anaérobie tout en ne produisant pas de méthane. Le traitement rapide de la matière permet de réduire l'espace nécessaire, mais exige un bon suivi, parce qu'il peut y avoir des feux s'il subsiste des fractions mal aérées et que du méthane se forme, puis entre en contact avec de l'air. Ce genre d'installation est relativement rare en raison de ce risque et des coûts d'équipement relativement élevés. Les émissions de GES sont semblables à celles enregistrées dans les activités de compostage (CRA, 2011). Une étude rapporte un site d'enfouissement où un feu souterrain a été éteint en réduisant l'admission d'air et en augmentant la quantité de lixiviat réinjecté (EPA, 2007).

Technologies plus avancées : gazéification et pyrolyse

De nouvelles techniques de gestion de déchets sont à l'étape finale de développement et sont actuellement installées ou en voie d'installation. Différentes compagnies québécoises font la promotion de ces techniques, qui font appel à la gazéification et à la pyrolyse.

3R Synergie propose un traitement thermique de destruction de déchets autre que la simple combustion (qui est un procédé polluant). Cette méthode s'appuie sur la technique de gazéification à l'oxygène pur utilisée pour détruire les déchets. Cette technique permet de dégrader thermiquement de la matière organique tout en produisant un gaz pouvant être utilisé comme combustible ou être transformé en différents produits de base (p. ex : méthanol, hydrocarbures synthétiques). Cela constitue une option technologique pour la transformation de déchets solides de nature organique, tels que les poteaux de bois usés, les traverses de chemin de fer, les bois de construction, les matières plastiques résiduelles, etc. (3R Synergie, n.d.)

La compagnie Enerkem s'apprête à implanter à Varennes une usine de production de carburants comme le méthanol et l'éthanol en utilisant comme matières premières des déchets municipaux et industriels. Comme pour 3R Synergie, le procédé de Enerkem s'appuie sur une technique de gazéification à l'oxygène pur (le design du gazogène est toutefois différent de celui de 3R Synergie). On a là une autre option pour la disposition de certains types de déchets (Whitty, 2015).

Comme autre solution à la gazéification, on peut faire appel à la pyrolyse. La pyrolyse est un procédé qui consiste à chauffer la biomasse en absence d'oxygène dans le but de la dégrader thermiquement. Choi (2018) passe en revue les différents procédés pyrolytiques. Un produit issu de ce procédé est une huile pyrolytique. Il s'agit d'un mélange complexe de molécules qui ne sont

pas des hydrocarbures. Un tel mélange est un combustible, mais ses applications pour des fins énergétiques ne peuvent être utilisées qu'à des fins de chauffage, pour le moment. Au moins deux usines sont en production ou sont prévues au Québec, soit celles de Pyrobiom à Parent (Haute-Mauricie) et de Bioénergie AE Côte-Nord (partenariat entre le fournisseur de technologie Ensyn Technology, Produits Forestiers Arbec et le Groupe Rémabec). Dans les deux cas, un procédé thermique (pyrolyse) transforme des résidus forestiers de bois. On prévoit que l'installation de Port-Cartier sera en mesure de produire jusqu'à 40 millions de litres d'huile pyrolitique par an (Simard, 2016). À noter que ce procédé n'est pas conçu pour le traitement de déchets organiques, mais plutôt pour des résidus forestiers ou agricoles.

4.9 Autres secteurs

Bien que cette étude porte sur les secteurs les plus fortement émetteurs au Québec, des recherches ont permis de repérer deux autres secteurs où de nouvelles technologies pourraient favoriser une baisse substantielle des émissions de GES.

Dans le **secteur alimentaire**, de nouvelles technologies prêtes à être mises en place ou en voie de l'être promettent de réduire la consommation énergétique et les émissions de GES qui y sont reliées. La plupart concernent la production de vapeur ou de chaleur pour le séchage. Il est notamment question de chauffage par induction, de séchage et de chauffage par micro-ondes, de récupération de chaleur résiduelle, de cogénération et de pasteurisation par micro-ondes ou par rayonnement ultraviolet. La recherche sur la pertinence de ces techniques pour divers usages reste fragmentaire. Une information plus fiable et plus complète sur ces technologies pourrait favoriser leur adoption par l'industrie (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017c).

Dans l'**industrie des pâtes et papiers**, la gazéification de la liqueur noire suscite actuellement un grand intérêt. Ce résidu de production contient de la lignine, de l'hémicellulose et divers sous-produits de transformation. On la récupère actuellement sous forme liquide, après quoi elle est brûlée pour produire de la vapeur. D'après les conclusions de travaux de recherche, on peut gazéifier la liqueur noire, puis la convertir en hydrogène, en méthanol ou en diesel par le procédé Fischer-Tropsch.

Selon Åhman (2012), l'utilisation de la liqueur noire à ces fins permet d'obtenir plus d'énergie sous une forme plus facile à utiliser, mais crée un déficit de vapeur dans les usines de fabrication de papier. On peut cependant produire la vapeur manquante en brûlant des résidus de bois de faible qualité. La gazéification de la liqueur noire comporte un autre avantage : elle crée un flux de CO₂ concentré, plus facile et moins énergivore à capturer que le flux diffus qu'émet sa combustion dans une chaudière.

Plusieurs procédés de gazéification ont été évalués depuis le début du siècle et il ne reste plus que deux d'entre eux, qui ne sont toutefois pas encore parvenus à pleine maturité. La première technique repose sur l'injection d'oxygène sous pression, tandis que la seconde utilise un lit fluidisé. Il reste à résoudre le problème de la séparation de la poix, qui tend à encrasser les turbines ou les composantes reposant sur l'utilisation de vapeur. Une usine pilote capable de produire assez de diesel de synthèse pour 2000 camions a été construite en Suède (Åhman, 2012).

5. Pistes de réduction des émissions de GES

Le portrait des émissions industrielles de GES que nous avons dressé dans ce document vise à mieux comprendre la nature de ces émissions dans les sous-secteurs industriels afin de dégager des pistes de solutions et d'accélérer leur réduction au Québec.

Les principaux constats qui s'imposent quant aux émissions de GES du secteur industriel au Québec se résument en cinq grands points. 1) Elles sont importantes (44 % des émissions québécoises). 2) Elles sont majoritairement non énergétiques (CO₂ et CH₄ issus de procédés). 3) Elles proviennent d'un grand nombre de différents sous-secteurs et acteurs, quelques grands émetteurs étant tout de même prédominants (chacun produisant plus d'un demi-million de tonnes par an) dans les secteurs du raffinage, des alumineries, de la sidérurgie et du ciment. 4) La catégorie des « autres » industries manufacturières représente un défi du fait qu'elle regroupe des milliers de petites et moyennes entreprises (PME). Le nombre élevé d'acteurs qu'il faut accompagner et la diversité des procédés employés d'une usine à l'autre rendent plus complexes la gestion et la mise en œuvre de programmes ciblés pour ce sous-secteur. En revanche, comme ces acteurs sont établis à proximité des milieux urbains et que la source des émissions qu'elles produisent est principalement liée à une importante consommation d'énergie (surtout du gaz naturel) pour la production de chaleur, il est possible de réaliser des gains en adoptant des approches de symbiose industrielle et de récupération de chaleur. Enfin (5), les émissions issues de la biomasse sont souvent absentes des inventaires (car elles ne sont pas comptabilisées pour les fins de la tarification du carbone), mais elles sont considérables et sont principalement concentrées dans le secteur des pâtes et papiers.

Un grand nombre de solutions techniques sont envisageables et ont été décrites en détail dans la section 4. De nombreuses techniques de gestion de l'énergie doivent aussi être prises en compte, mais celles-ci n'ont pas été analysées dans le cadre de cette étude. Si l'absence de coût précis empêche de réaliser une analyse plus approfondie des priorités que le Québec devrait se donner pour réduire ses émissions de GES dans le secteur industriel, il est possible de dégager plusieurs pistes d'action.

- 1. Chaleur** : mieux la produire, mieux la réutiliser. De nombreuses technologies visant à produire de la chaleur plus efficacement sont mises au point et commercialisées. Des thermopompes aux technologies solaires, ces solutions technologiques devraient faire l'objet d'efforts particuliers pour faciliter leur diffusion et leur adoption. Lorsque la chaleur est fatale (chaleur résiduelle non récupérée), des boucles devraient être créées pour la valoriser dans des applications industrielles complémentaires.
- 2. Matériaux de structure (ciment, acier, aluminium)**. Des efforts importants devraient être déployés pour améliorer l'utilisation et le réemploi de ces matériaux. En outre, ces trois industries majeures au Québec devraient faire l'objet d'analyses plus poussées pour favoriser l'implantation de technologies réductrices d'émissions, tout en explorant les avenues de symbioses industrielles possibles permettant de valoriser de façon optimale tous les intrants et extrants de ces chaînes de production – dans une philosophie d'économie circulaire.
- 3. Regroupement d'initiatives**. Dans le secteur manufacturier, les coûts liés à la réduction d'émissions de GES peuvent être ou paraître plus élevés à cause des nombreuses petites et moyennes entreprises. L'éclatement de ce secteur très diversifié limite également l'analyse des possibilités de décarbonisation. Le regroupement d'initiatives, le partage de

ressources et les approches communes offrent cependant des occasions de surmonter les obstacles, de mieux cibler les priorités et de réduire les GES dans ce secteur.

- 4. Agriculture et déchets : gestion du méthane et des engrais.** L'analyse des émissions agricoles dépassait le cadre de ce portrait. Mais vu l'importance des émissions de méthane (CH_4) et de protoxyde d'azote (N_2O) du milieu agricole, ainsi que de méthane dans le secteur des déchets, des méthodes plus explicites doivent être conçues pour gérer et réduire ces émissions.

Dans un second rapport issu du projet de recherche à l'origine de ce document, certaines de ces pistes de réduction des émissions de GES seront explorées plus en profondeur. L'objectif du rapport sera d'estimer plus précisément le potentiel de réduction des émissions de GES qu'il est possible de viser tout en combinant une réflexion technologique liée aux principes de l'économie circulaire.

Annexe 1. Comparaison des sources fédérale et provinciale de données d'émissions de GES des grands émetteurs

COMPARAISON DES BASES DE DONNÉES FÉDÉRALE ET DE LA PROVINCE DU QUÉBEC DES DÉCLARATIONS OBLIGATOIRES DES ÉMISSIONS DE GES (EN DATE DU 4 SEPTEMBRE 2018)

Inventaire	Registre des émissions de gaz à effet de serre ¹⁰ du Québec	Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) ¹¹
Ordre gouvernemental	Provincial	Fédéral
Ministère responsable	MELCC	ECCC
Seuil de déclaration	10 000 t éq. CO ₂ , à l'exception des distributeurs de carburants et de combustibles pour lesquels le seuil est fixé à 200 litres.	50 000 t éq. CO ₂ (10 000 t éq. CO ₂ à compter des déclarations des émissions de 2017)
GES visés	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFC, PFC, NF ₃	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, SF ₆ , HFC, PFC
GES biomasse (combustion)	Oui. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O attribuables à la combustion de biomasse, dont la liqueur usée de cuisson, dans des fours de récupération et des fours à chaux. Les émissions totales de GES dans la base de données publique incluent le CO ₂ attribuable à la combustion.	Oui. Les émissions de CO ₂ ne sont pas incluses dans le total des installations, mais le CH ₄ et de N ₂ O le sont. Les émissions de CO ₂ produites par la combustion de biomasse doivent être déclarées séparément du total de l'installation.
GES biomasse (décomposition)	?	Oui. CH ₄ ou N ₂ O qui résultent de la décomposition de biomasse doivent être déclarées, mais pas les émissions de CO ₂ qui en résultent.
GES biomasse (fermentation)	Oui. Les émissions totales de GES dans la base de données publique incluent le CO ₂ attribuable à la fermentation de la biomasse.	Non.
Date limite des déclarations	1 ^{er} juin de chaque année	1 ^{er} juin de chaque année
Informations disponibles dans la base de données publique		
Années disponibles	2012 à 2016 (Les données de 1990 à 2011 existent, mais ne sont pas rendues publiques par le MELCC.)	2004 à 2016
Format du fichier	PDF (non modifiable)	Tableau Excel (modifiable)
Nombre d'installations (Identifiant unique)	265	118 [Québec]

¹⁰ www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/index.htm

¹¹ www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/declaration-installations.html

Inventaire	Registre des émissions de gaz à effet de serre ¹⁰ du Québec	Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) ¹¹
Champs de données disponibles	Total : 4 champs - Nom de l'entreprise - Nom de l'établissement - Municipalité - Émissions totales de GES (t éq. CO₂) (incluant le CO₂ attribuable à la combustion et à la fermentation de la biomasse)	Total : 81 champs No d'identification de GES - Année de référence - Nom de l'installation - Emplacement de l'installation - Ville, district ou municipalité de l'installation - Province ou territoire de l'installation - Code postal de l'installation - Latitude - Longitude - Numéro d'identification de l'INRP¹² - Code SCIAN de l'installation - Description du code SCIAN de l'installation en anglais - Description du code SCIAN de l'installation en français - Dénomination sociale de la société déclarante - Nom commercial de la société déclarante - Numéro d'entreprise de la société déclarante - Numéro DUNS¹³ - Nom du responsable des renseignements au public - Poste ou titre du responsable des renseignements auprès du public - Numéro de téléphone du responsable des renseignements auprès du public - Poste téléphonique du responsable des renseignements auprès du public - Adresse électronique du responsable des renseignements auprès du public - Adresse postale du responsable des renseignements auprès du public - Ville, district ou municipalité du responsable des renseignements auprès du public - Province ou territoire du responsable des renseignements auprès du public - Code postal du responsable des renseignements auprès du public - CO₂ (tonnes) - CO₂ (t éq. CO₂) - CH₄ (tonnes) - CH₄ (t éq. CO₂) - N₂O (tonnes) - N₂O (t éq. CO₂) - HFC-23 (tonnes) - HFC-23 (t éq. CO₂) - HFC-32 (tonnes) - HFC-32 (t éq. CO₂) - HFC-125 (tonnes) - HFC-125 (t éq. CO₂) - HFC-134a (tonnes) - HFC-134a (t éq. CO₂) - HFC-143a (tonnes) - HFC-143a (t éq. CO₂)

¹² Inventaire national des rejets de polluants.

¹³ Data Universal Numbering System.

Inventaire	Registre des émissions de gaz à effet de serre ^{2F 10} du Québec	Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) ^{3F 11}
		• HFC-152a (tonnes) • HFC-152a (t éq. CO₂) • HFC-41 (tonnes) • HFC-41 (t éq. CO₂) • HFC-43-10mee (tonnes) • HFC-43-10mee (t éq. CO₂) • HFC-134 (tonnes) • HFC-134 (t éq. CO₂) • HFC-143 (tonnes) • HFC-143 (t éq. CO₂) • HFC-227ea (tonnes) • HFC-227ea (t éq. CO₂) • HFC-236fa (tonnes) • HFC-236fa (t éq. CO₂) • HFC-245ca (tonnes) • HFC-245ca (t éq. CO₂) • HFC Total (t éq. CO₂) • CF4 (tonnes) • CF4 (t éq. CO₂) • C2F6 (tonnes) • C2F6 (t éq. CO₂) • C3F8 (tonnes) • C3F8 (t éq. CO₂) • C4F10 (tonnes) • C4F10 (t éq. CO₂) • C4F8 (tonnes) • C4F8 (t éq. CO₂) • C5F12 (tonnes) • C5F12 (t éq. CO₂) • C6F14 (tonnes) • C6F14 (t éq. CO₂) • PFC total (t éq. CO₂) • SF6 (tonnes) • SF6 (t éq. CO₂) • Émissions totales (t éq. CO₂) • Bilan massique • Facteurs d'émission • Calculs techniques

- La base de données du MELCC, dont le seuil de déclaration est de 10 000 t éq. CO₂, compte 265 installations, tandis que la base de données d'ECCC, dont le seuil est de 50 000 t éq. CO₂, compte 118 installations uniques (champ « GHG ID No. / No d'identification de GES ») pour la province du Québec.
- Contrairement aux provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, la province de Québec n'utilise pas le système du Guichet unique d'ECCC pour les déclarations par installations. Ce système simplifie la présentation de rapports auprès des autorités nationales et des diverses provinces, tout en aidant à réduire le fardeau de déclaration pour les émetteurs et les coûts globaux pour les gouvernements.
- Les bases de données du MELCC et d'ECCC ne partagent aucun identifiant commun qui permettrait de comparer les données d'émissions de GES déclarées par les installations dans les deux registres.
- Une comparaison des deux bases de données a été effectuée manuellement par les auteurs. Des 268 installations répertoriées dans la base d'ECCC, 90 ont été identifiées comme ayant un équivalent dans la base de données du MELCC.

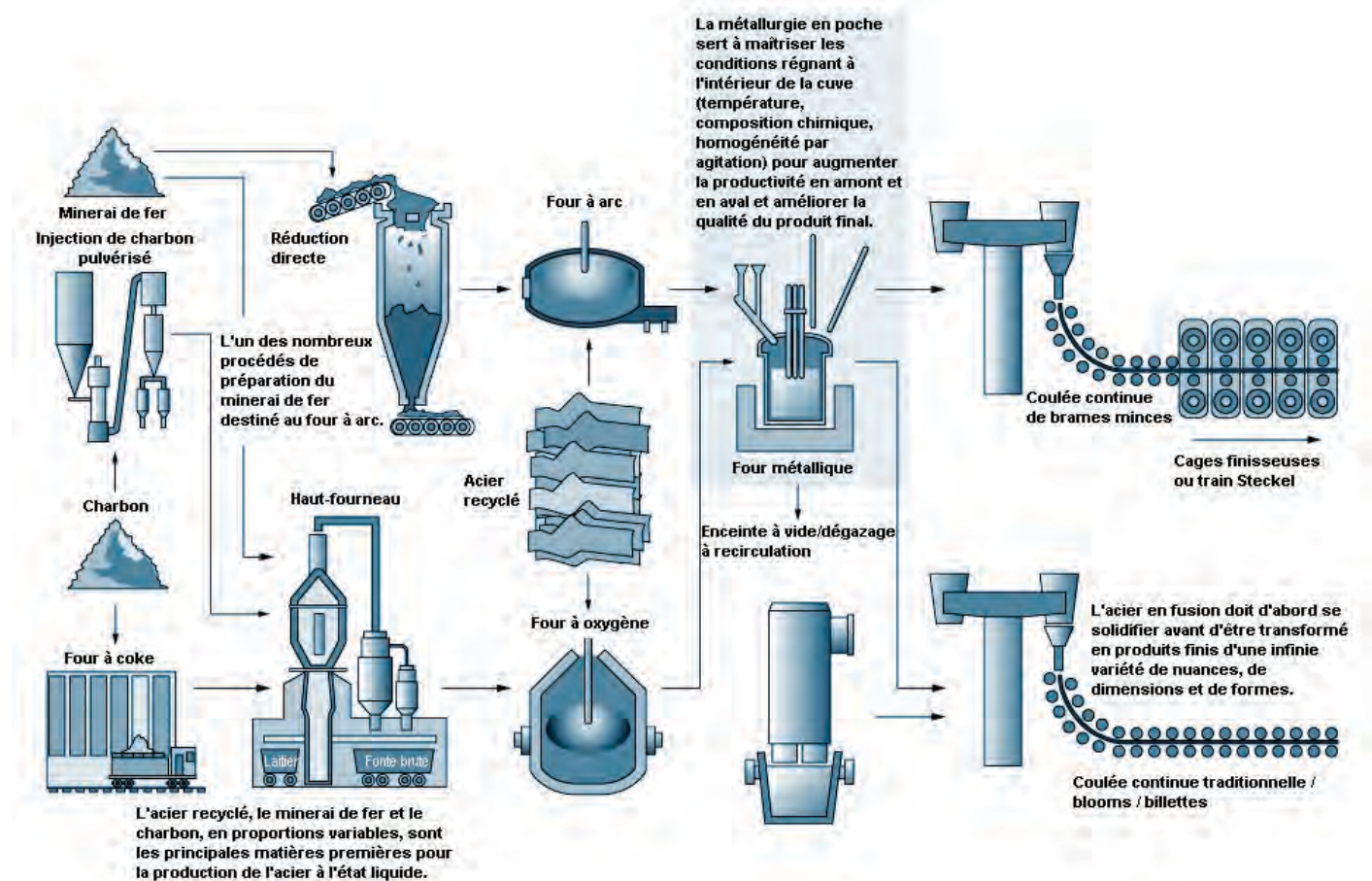
Annexe 2. Classification des sous-secteurs industriels

Nom utilisé	Code SCIAN*	Description SCIAN*	Nom utilisé dans la classification de...		
			ECCC (RIN)	OEÉ (BDCCÉ)	MELCC (Registre)**
Agriculture	11A	Culture agricole et élevage	Agriculture	Secteur agricole	Secteur agricole
Foresterie	113	Foresteries et exploitation forestière	Ressources forestières	Exploitation forestière	Exploitation forestière
Exploitation minière	21	Extraction minière, exploitation en carrière, et extraction de pétrole et de gaz	Exploitation minière	Exploitation minière	Exploitation minière
Construction	23	Construction	Construction	Construction	Construction
Autres fabrications	311-316, 321, 323, 326, 327 (sauf 3273), 332, 333-337, 339	Fabrication d'aliments [311], Fabrication de boissons et de produits du tabac [312], Usines de textiles [313], Usines de produits textiles [314], Fabrication de vêtements [315], Fabrication de produits en cuir et de produits analogues [316], Fabrication de produits en bois [321], Impression et activités connexes de soutien [322], Fabrication de produits en plastique et en caoutchouc [326], Fabrication de produits minéraux non métalliques [327] (sauf Fabrication de ciment et de produits en béton [3273]), Fabrication de produits métalliques [332], Fabrication de machines [333], Fabrication de produits informatiques et électroniques [334], Fabrication de matériel, d'appareils et de composants électriques [335], Fabrication de matériel de transport [336], Fabrication de meubles et de produits connexes [337], Activités diverses de fabrication [339]	Industrie manufacturière légère + Chaux et gypse	Autres industries manufacturières	Autres industries manufacturières
Pâtes et papiers	322	Fabrication du papier	Pâtes et papiers	Pâtes et papier	Pâtes et papiers
Ciment	3273	Fabrication de ciment et de produits en béton	Ciment	Ciment	Ciment
Raffinage pétrolier	324	Fabrication de produits du pétrole et du charbon	Raffinage du pétrole	Raffinage pétrolier	Raffinage pétrolier
Produits chimiques	325	Fabrication de produits chimiques	Produits chimiques et engrais	Produits chimiques	Produits chimiques
Sidérurgie	3311	Sidérurgie	Sidérurgie	Sidérurgie	Sidérurgie
Fonte et affinage, non-ferreux	3312, 3313, 3314, 3315	Fabrication de produits en acier à partir d'acier acheté [3312], Production et transformation d'alumine et d'aluminium [3312], Production et transformation de métaux non ferreux (sauf l'aluminium) [3314], Fonderies [3315]	Fonte et affinage de métaux non ferreux	Fonte et affinage de métaux non ferreux	Fonte et affinage de métaux non ferreux
Déchets	562	Services de gestion des déchets et d'assainissement	Déchets	n. d.	Déchets

Sources : *Statistique Canada, 2018 (Tableau 36-10-0402-01 [anciennement CANSIM 379-0030]); ECCC, 2018; OEÉ, 2018; **MDDELCC, 2018 (communication personnelle).

Annexe 3. Illustration de la filière de l'acier

DU MINÉRAI DE FER AUX PRODUITS EN ACIER (MASAITIS, NON DATÉ)



Source : American Iron and Steel Institute (AISI), 1995

Bibliographie

3R Synergie (non daté), *Le Projet Phare de 3R Synergie inc.*, document promotionnel consulté le 13 mars 2019.
www.lapresse.ca/html/1309/3R-Synergie.pdf

Aditaya, S., Tapas, N., Samir, P. et Arun, M. (2017). «Pre-treatment of rocks prior to comminution – A critical review of present practices». *International Journal of Mining Science and Technology*, vol. 27, n° 2, mars 2017, p. 339-348.

Agence internationale de l'énergie. (2017). *Energy Technology Perspectives 2017 – Catalysing Energy Technology Transformations: Executive Summary*, OECD/IEA, Paris.
www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2017ExecutiveSummaryEnglishversion.pdf

—, Greenhouse and Gas R & D Programme. (2000). *Greenhouse Gas Emissions from Major Industrial Sources – Iron and Steel Production*, Rapport n° PH3/30, septembre 2000.
[https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/PH3-30 %20iron-steel.pdf](https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/PH3-30%20iron-steel.pdf)

Åhman, M., Nikoleris, A. et Nilsson, L.J. (2012). *Decarbonising industry in Sweden – an assessment of possibilities and policy needs*, Rapport n° 77, Department of Technology and Society, Environmental and Energy Systems Studies, Université Lund,
www.naturvarldsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhallet/miljoarbete-i-sverige/klimat/fardplan-2050/decarbonising-industry-sweden-lunds-univ.pdf

Al-Mamoori, A., Krishnamurthy, A., Rownaghi, A. A. et Rezaei, F. (2017). « Carbon Capture and Utilization Update », *Energy Technology*, vol. 5, p. 834-849.
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/ente.201600747>

Alvarado, V. (2010). *Trolley Assist to Optimise Hauling Cycles with Electric Trucks*, présenté à Grootegeluk Coal Mine..

Association canadienne du ciment. (2019). *Un partenaire actif dans le développement durable*, page Web consultée le 11 juin 2019.
www.cement.ca/fr/developpement-durable/-2

Barrett J., Cooper T., Hammond G.P. et Pidgeon N. (2018). « Industrial energy, materials and products: UK decarbonisation challenges and opportunities », *Applied Thermal Engineering*, vol. 136, p. 643-656.
[http://eprints.whiterose.ac.uk/130196/1/Industrial %20Energy %2C %20Materials %20and %20Products %20Paper.pdf](http://eprints.whiterose.ac.uk/130196/1/Industrial%20Energy%2C%20Materials%20and%20Products%20Paper.pdf)

Bataille, C. (2016). *The Canadian Heavy Industry Decarbonization Technology Project: A project of the Canadian Deep Decarbonization Pathways Project*, Deep Decarbonization Pathways Project.
www.iea.org/media/workshops/2016/epriiawashingtondc/BatailleEPRIIEAWorkshop.pdf

— et coll. (2015). *Pathways to deep decarbonization in Canada*, SDSN – IDDRI,.
http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP_CAN.pdf

—, Åhman M., Neuhooff K., Nilsson L.J., Fishedick M., Lechtenböhmer S., Solano-Rodriguez B., Denis-Ryan A., Stiebert S., Waisman H., Sartor O., et Rahbari S. (2018). « A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement », *Journal of Cleaner Production*, vol. 187, p. 960-973.
www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618307686

Bienvenu, L. (2017). « Le bouletage des minéraux de fer doit-il être associé à « mines » ou à « métallurgie ? », *Bulletin Québec Mines, Énergie et Ressources naturelles Québec*.
<https://mern.gouv.qc.ca/mines/quebec-mines/2017-05/mineraux-fer.asp>

Bogner, J. et coll. (2008). « Mitigation of Global Greenhouse Gas Emissions from Waste: Conclusions and Strategies from the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Fourth Assessment Report. Working Group III (Mitigation) », *Waste Management & Research*, vol. 26, n° 1, p. 11-32.
www.researchgate.net/publication/5513043_Mitigation_of_Global_Greenhouse_Gas_Emissions_from_Waste_Conclusions_and_Strategies_from_the_Intergovernmental_Panel_on_Climate_Change_IPCC_Fourth_Assessment_Report_Working_Group_III_Mitigation

Brown, J. (2010). *Global Technology Roadmap for CCS in Industry – Sectoral Assessment: Refineries*, Derk Norks Veritas, Report No./DNV Reg No.: / 12P5TPP-9, Draft Rev 3, 25 août 2010.
www.unido.org/sites/default/files/2010-09/Refineries3_0.pdf

Brundrett, S. (2014). *Industry Analysis of Autonomous Mine Haul Truck Commercialization*, thèse de maîtrise, Université Simon Fraser, été 2014.
http://summit.sfu.ca/system/files/iritems1/14425/SBrundrett_Capstone.pdf

Chavanne, X. (2015). *L'efficacité énergétique de la filière pétrolière*, présentation, juin 2015.
<http://aspofrance.viabloga.com/files/EffEnergieFilierePetrole-XCjuin15.pdf>

Chertow, M. R. (2000). « Industrial Symbiosis: Literature and Taxonomy », *Annual Review of Energy and the Environment*, vol. 25, 2000, p. 313-337.

Choi et coll. (2018). « Comprehensive evaluation of various pyrolysis reaction mechanisms for pyrolysis process simulation », *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification*, vol. 130, p. 19-35.

Circle Economy. (2019). *The Circularity Gap Report*, Circle Economy.

Cloutier, J. N., Labrecque, R. et Beaudoin, L. (2013). *Electrochemical Treatment of Black Liquor - Second Generation Technologies for Lignin Recovery*, présenté à la 2013 PACWEST Conference organisée par PAPTAC, Sun Peaks, Colombie-Britannique.

Conseil patronal de l'environnement du Québec (CPEQ), (2018). *Économie circulaire au Québec : Opportunités et impacts économiques*.
www.cpq.qc.ca/wp-content/uploads/2018/03/economie-circulaire-au-quebec.pdf

CRA. (2011). *Technologies and Best Management Practices for Reducing GHG Emissions from Landfills Guidelines*, rédigé par Conestoga-Rovers & Associates pour le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique.
<https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/waste-management/garbage/ghgreducingguidelines.pdf>

Département de l'énergie des États-Unis. (2007). *Mining Energy Bandwidth Study*, U.S. Department of Energy, Industrial Technologies Program.
www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/mining_bandwidth.pdf

Département des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies industrielles. (2017). *Industrial Decarbonization and Energy Efficiency Action Plans*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/651276/decarbonisation-action-plans-summary.pdf

— *Cement Sector Joint Industry – Government Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmap Action Plan*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/651222/cement-decarbonisation-action-plan.pdf

— *Food and Drink Joint Industry – Government Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmap Action Plan*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/651970/food-and-drink-decarbonisation-action-plan.pdf

— *Oil Refining Joint Industry – Government Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmap Action Plan*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/652109/oil-refining-decarbonisation-action-plan.pdf

— *Pulp and Paper Sector Joint Industry – Government Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmap Action Plan*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/652141/pulp-paper-decarbonisation-action-plan.pdf

— (2015). *Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 – Iron and Steel*. Department of Energy and Climate Change et Department for Business, Royaume-Uni.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/416667/Iron_and_Steel_Report.pdf

Dimet, C. (2016). *Séquestration du CO₂ issu de l'industrie du fer par carbonatation minérale de résidus miniers et de roches mafiques : le cas de l'hématite et de la fayalite*, mémoire de maîtrise, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement.
<http://espace.inrs.ca/4784/1/T00817.pdf>

Énergie et Ressources naturelles Québec. (2013a). *Exploration du kaolin*, Gouvernement du Québec.
<https://mern.gouv.qc.ca/mines/industrie/mineraux/mineraux-exploration-kaolin.jsp>

— (2013b). *Exploration de la magnésite et de brucite*, Gouvernement du Québec.

<https://mern.gouv.qc.ca/mines/industrie/mineraux/mineraux-exploration-magnesite.jsp>

Energy Institute. (2006). *IP Research Report: Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions from Oil Refineries*, London.

https://publishing.energyinst.org/_data/assets/file/0014/6116/Pages-from-NONCO2-GREENHOUSE-GAS-EMISSIONSFROM-OIL-REFINERIES.pdf

Enova S. F. (2017). *Towards a low-emission Norwegian industry*.

www.enova.no/download/?objectPath=upload_images/F6D040858AAB4707B5B7AA985EBC0D0F.pdf&filename=Towards%20a%20low-emission%20Norwegian%20industry.pdf

Environmental Protection Agency. (2007). *Bioreactor performance*, EPA530-R-07-007.

www.epa.gov/sites/production/files/2016-03/documents/bio-perf.pdf

— (2008). *Background Information Document for Updating AP42 Section 2.4 for Estimating Emissions from Municipal Solid Waste Landfills*, EPA-600/R08-116, Office of Research and Development, Washington.

<https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch02/draft/db02s04.pdf>

— (2010). *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry*, Sector Policies and Programs Division, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Environmental Protection Agency.

www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/refineries.pdf

— (2011). *Available and Emerging Technologies For Reducing Greenhouse Gas Emissions From Municipal Solid Waste Landfills*, Sector Policies and Programs Division, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Environmental Protection Agency.

www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/landfills.pdf

— (2013). *Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills*, A Study Technical Report NREL/TP-7A30-52615, préparé en partenariat avec l'Environmental Protection Agency pour le RE-Powering America's Land Initiative: Siting Renewable Energy on Potentially Contaminated Land and Mine Sites.

www.researchgate.net/publication/298738951_Best_Practices_for_Siting_Solar_Photovoltaics_on_Municipal_Solid_Waste_Landfills

Environnement et Changement climatique Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990-2016 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, Déclaration du Canada à la convention-cadre des nations unies sur les changements climatiques, Gatineau.

Ernsting, A., Munnion O. (2015). *Last-ditch climate option or wishful thinking? Bioenergy with Carbon Capture and Storage*, Biofuelwatch.

www.biofuelwatch.org.uk/docs/BECCS-report-web.pdf

Esfahanian, E. (2014). *Hybrid Electric Haulage Trucks for Open Pit Mining*, thèse de maîtrise, Université de la Colombie-Britannique.

<https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/ubctheses/24/items/1.0167343>

ECPAR. *Espace québécois de concertation sur les pratiques d'approvisionnement responsable*, Site Internet. www.ECPAR.org

European Cement Research Academy. (2017) *Development of State-of-the-Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead*, A-2016/2305, CSI/ECRA-Technology Papers 2017, Duesseldorf.

Fasihi, M., Bogdanov, D. et Breyer, C. (2016). « Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants », 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 mars 2016, Düsseldorf, Allemagne, *Energy Procedia*, vol. 99, p. 243-268.

Forum économique mondial. (2019). *4 big trends for the sharing economy in 2019*, WEC, page Web consultée le 4 avril 2019.

www.weforum.org/agenda/2019/01/sharing-economy

Fradette, L., Lefebvre S. et Carley, J. (2017). *Demonstration Results of Enzyme-Accelerated CO₂ Capture*, présenté à la 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies GHGT-13, 14 au 18 novembre 2016, Lausanne, Suisse, *Energy Procedia*, vol. 114, p. 1100-1109.

Galvez, R. et MacDonald, M. (2018). *Decarbonizing Heavy Industry: The Low-Carbon Transition of Canada's Emission-Intensive and Trade-Exposed Industries*, Rapport du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

https://sencanada.ca/content/sen/committee/421/ENEV/Reports/2018-03-23_EITE_FINAL_WEB_e.pdf

García-Gutiérrez, P. (2016). *Carbon Capture and Utilisation processes: A Techno-Economic Assessment of Synthetic Fuel Production from CO₂*, thèse de doctorat, Department of Chemical and Biological Engineering, Université de Sheffield.

http://etheses.whiterose.ac.uk/14369/1/Garcia-Gutierrez_PhD_Thesis_final.pdf

- Gautham et coll. (2018). « Chapter 8 – Carbon Footprint of Aluminum Production: Emissions and Mitigation », *Environmental Carbon Footprints: Industrial Case Studies*, Butterworth-Heinemann, Elsevier.
- Griffin, P. et coll. (2016). « Industrial energy use and carbon emissions reduction: a UK perspective », *WIREs Energy and Environment*, vol. 5, p. 684-714. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/wene.212>
- Halvor, K. (2014). « The Aluminum Smelting Process and Innovative Alternative Technologies », *Journal of Occupational and Environmental Medicine*, vol. 56 (5 suppl.), p. S23–S32.
www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC4131935/
- Haque, N. et Norgate, T. (2010). « Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations », *Journal of Cleaner Production*, vol. 18, p. 266 -274.
- (2015). « Life cycle assessment of iron ore mining and processing », *Iron Ore, Mineralogy, Processing and Environmental Sustainability*, p. 615-630. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-156-6.00020-4>
- Hydro-Québec. (2003). *Plan stratégique 2004-2008*, Hydro-Québec.
- (2015). *L'électricité du Québec, l'énergie propre par excellence*, Hydro-Québec, Affaires corporatives et secrétariat général. www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/15094F.pdf
- (2019). *Développement durable – Innovation technologique – Recherche-développement*, page Web consultée le 4 avril 2019. www.hydroquebec.com/developpement-durable/innovation-technologique/recherche-developpement.html
- ICF Consulting. (2005). *Determination of the Impact of Waste Management Activities on Greenhouse Gas Emissions: 2005 Update Final Report*, Contrat n° K2216-04-0006, présenté à Environnement Canada et Ressources naturelles par ICF Consulting. www.rcbc.ca/files/u3/ICF-final-report.pdf
- Immink, H., Louw R.T., Brent, A.C. (2018). « Tracking decarbonisation in the mining sector », *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 29, n° 1. <https://journals.assaf.org.za/jesa/article/view/3437/6494>
- Institut de la statistique du Québec, (2018). *Mines en chiffres – La production minérale au Québec en 2016*, Québec.
- Institut EDDEC. (2018). Économie circulaire, page Web consultée le 8 avril 2019. <http://instituteddec.org/themes/economie-circulaire/>
- Kharas, H. (2011). *The Emerging Middle Class in Developing Countries*, Brookings Institution.
- Kundak, M. (2009). « CO₂ Emissions in the Steel Industry », *Metalurgija*, vol. 48, n° 3. <https://hrcak.srce.hr/file/56088>
- Labrecque, R. et Bédard, N. (2004). « Cross-flow Membranes Technology and Mechanical Vapour Recompression (MVR) systems as Technologies for Industrial Waste Water Treatment », *Chemical Engineering Journal*.
- Lambert, F. (2017). « This dumper truck is the world's largest electric vehicle with a massive 700 kWh battery pack », *Elektrek*. <https://electrek.co/2017/09/17/electric-dumper-truck-worlds-largest-ev-battery-pack/>
- Lenaghan, M. et Mill, D. (2015). *Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmaps: Scottish Assessment*, Resource Efficient Scotland. [www.resourceefficientscotland.com/sites/default/files/downloadable-files/Industrial %20Decarbonisation %20and %20Energy %20Efficiency %20Roadmaps %20Scottish %20Assessment.pdf](http://www.resourceefficientscotland.com/sites/default/files/downloadable-files/Industrial%20Decarbonisation%20and%20Energy%20Efficiency%20Roadmaps%20Scottish%20Assessment.pdf)
- Leo, G. (2018). « SaskPower looking for help to fix 'high cost' Boundary Dam carbon capture flaw », *CBC News*. www.cbc.ca/news/canada/saskatchewan/saskpower-looking-for-help-to-fix-high-cost-boundary-dam-carbon-capture-flaw-1.4680993
- Lombardi, D. Rachel et Laybourn, P. (2012). « Redefining Industrial Symbiosis », *Journal of Industrial Ecology*, vol. 16, n° 1, p. 28-37.
- Lucas, T. (2007). « Aluminium : produire autrement », *L'usine nouvelle*, 9 février 2007. www.usinenouvelle.com/article/aluminium-produire-autrement.N16897
- Lyngfelt, A. (2014). « Chemical-looping combustion of solid fuels – status of development », *Applied Energy*, n° 113, p. 1869-1873. http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/193743/local_193743.pdf
- Lytton, W. (2018). *Barriers to Industrial Decarbonisation*, Sandbag. www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2018/05/Sandbag_barriers-to-industrial-decarbonisation_Report_final.pdf

Manfredi, S. (2009). « Landfilling of waste: accounting of greenhouse gases and global warming contributions », *Waste Management & Research*, vol. 27, p. 825–836. <https://pdfs.semanticscholar.org/5abe/2b7e0be8ebf9874220428e064837718aba90.pdf>

Masaitis J. (2019) « Partie XI. Branches basées sur les ressources naturelles, chapitre 73 – La sidérurgie, L'industrie du fer et de l'acier », *Encyclopédie de sécurité et de santé au travail – 3^e édition française*, page Web consultée le 2 mai 2019. <http://www.ilocis.org/fr/documents/ilo073.htm>

McKinsey & Company. (2009). *Pathways to a Low-Carbon Economy, Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*.

Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2019). *Registre des émissions de gaz à effet de serre*, Gouvernement du Québec, Québec. www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/index.htm

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2018). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2015 et leur évolution depuis 1990*, MDDELCC, Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission, Gouvernement du Québec. www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2015/inventaire1990-2015.pdf

Nurić, S., Nurić A. et Brčanić, M. (2009). « Haulage Solutions With Trolley Assist Diesel-Electric AC Trucks On The Pit Mine RMU Banovici », *Journal of Mining and Metallurgy*, vol. 45, n° 1-A, p. 78-87. <https://scindeks-clanci.ceon.rs/data/pdf/1450-5959/2009/1450-59590901078N.pdf>

Nyquist, S., Ruys, J. (2010). *CO2 Abatement: Exploring options for oil and natural gas companies*, McKinsey & Company. www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/co2-abatement-exploring-options-for-oil-and-natural-gas-companies

Palamure, S. D. (2016). *Energy efficiency and carbon dioxide emissions across different scales of iron ore mining operations in Western Australia*, thèse de maîtrise, Edith Cowan University. <http://ro.ecu.edu.au/theses/1936>

Parreira, J. (2013). *An Interactive Simulation Model to Compare an Autonomous Haulage Truck System with a Manually-Operated System*, thèse de doctorat, Université de la Colombie-Britannique. <https://open.library.ubc.ca/cIRcle/collections/ubctheses/24/items/1.0074111>

Pelard M. et Murray G. (2017). *Portrait de l'industrie métallurgique du Québec 2017-2020 – Rapport complet du diagnostic sectoriel de main-d'œuvre*, Comité sectoriel de main-d'œuvre de la métallurgie du Québec.

Philibert, C. (2017). *Renewable Energy for Industry From green energy to green materials and fuels*, Agence internationale de l'énergie.

Pinard, É. (2011). *Mise en valeur du biogaz des usines de biométhanisation de Montréal : perspectives, analyses et recommandations*, mémoire de maîtrise, Université de Sherbrooke. www.usherbrooke.ca/environnement/fileadmin/sites/environnement/documents/Essais2011/Pinard_E_10-11-2011_.pdf

Pinel, P. (2015). *Perspectives d'amélioration du bilan environnemental des cimenteries québécoises*, mémoire de maîtrise, Université de Sherbrooke. https://savoirs.usherbrooke.ca/bitstream/handle/11143/7973/Pinel_Patrick%2020_MEnv_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Rackam. (2019). *Possibilités*, page Web consultée le 4 avril 2019. www.rackam.com/fr/possibilities

Ressources naturelles Canada. (2008). *Enquête sur la consommation industrielle d'énergie – Rapport sommaire sur la consommation d'énergie dans le secteur manufacturier canadien 1995 à 2005*, Gouvernement du Canada.

— (2019). *Faits sur l'aluminium*, Gouvernement du Canada, page Web consultée le 26 février 2019. www.rncan.gc.ca/mines-materiaux/faits/aluminium/20568

Ricardo-AEA. (2013). *Decarbonisation of heat in industry: A review of the research evidence*, Rapport Ricardo-AEA/R/ED58571 présenté au UK Department of Energy & Climate Change, n° 1, 30. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/230949/D13_951813_Ricardo_AEA_Industrial_Decarbonisation_Literature_Review_201____.pdf

Richard, M.-A., Labrecque, R. (2014). « Techno-economic evaluation of combining heat pump and mechanical steam compression for the production of low pressure steam from waste heat », *11th IEA Heat Pump Conference*, Montréal, 12 au 16 mai 2014.

Richardson, B., Uloth, V. C. (1990). « Kraft Lignin: A Potential Fuel for Lime Kilns », *Tappi J.*, vol. 73, n° 10, p. 191-194.

SEPA. (2015). *Review of amine emissions from carbon capture systems*, version 2.01, Scottish Environment Protection Agency.
www.sepa.org.uk/media/155585/review-of-amine-emissions-from-carbon-capture-systems.pdf

Sheedy, E. (2018). *Production, utilisation et diffusion des informations sur les émissions des gaz à effet de serre : une étude des pratiques d'entreprises manufacturières québécoises*, mémoire de maîtrise, HEC Montréal.

Statistique Canada. (2019). *Compte physique de flux des émissions de gaz à effet de serre*, Tableau: 38-10-0097-01, Gouvernement du Canada.

Syrek, H. et Rogowska, D. (2011). *Development of refining industry and reduction of greenhouse gas emission*, NAFTA-GAZ, Lipiec, ROK LXVII.
<http://archiwum.inig.pl/INST/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2011-07-05.pdf>

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie. (1999). *Possibilité d'ajouter à un programme national d'échange de droits d'émission des sources d'émissions de GES qui ne proviennent pas de la combustion*, Droits d'échanges d'émissions nationaux des gaz à effet de serre – série de documents techniques, Gouvernement du Canada.
http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/trnee-nrtee/En133-5-8-1999-fra.pdf

TERMIUM Plus. (2019). *Banque de données terminologiques et linguistiques du gouvernement du Canada*, site Internet consulté le 24 février 2019.
www.btb.termiumpplus.gc.ca

Tomani, P., Axegård, P., Berglin, N., Lovell, A., Nordgren, D., Öhman, F. (2011). *Integration of lignin removal into a kraft pulp mill and use of lignin as a bio-fuel*, présenté au 5th International Colloquium on Eucalyptus Pulp, Porto Seguro, Bahia, Brazil.

Townsend, T.G., Kumar, D., Ko, H.H. (2008). *Bioreactor Landfill Operation: A Guide for Development, Implementation and Monitoring*, version 1, préparé pour le Hinkley Center for Solid and Hazardous Waste Management.
www.bioreactorlandfill.org/BioreactorFinalReport/FinalReportVOLUME1_10/AttachmentforVOLUME8/Bioreactor_Landfill_OperationV10.pdf

Transition énergétique Québec. (2019). *Technoclimat*, Gouvernement du Québec, page Web consultée le 4 avril 2019.
www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/technoclimat/#.XKYqwCBCdeV

Tyabji, N. Nelson, W. (2012). *Mitigating Emissions from Aluminum*, The GNCD Factsheets, Université Columbia.
<http://climate.columbia.edu/files/2012/04/GNCS-Aluminum-Factsheet.pdf>

Simard, R. (2016). *Investissement de 76 M \$ pour le biocarburant à Port-Cartier*, Radio-Canada, 13 juillet 2016. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/792603/port-cartier-usine-biocarburant-remabec-investissements>

Valorisation Carbone Québec. (2018). *FAIRE DU DIOXYDE DE CARBONE UN GAZ À EFFET DE PROFIT*, Site Internet consulté le 21 décembre 2018.
<https://co2solutions.com/valorisation-carbone-quebec>

Wanders, T.W.H. (2017). *Reducing CO₂ emissions of the Dutch refining industry towards 2050: Analysing CO₂ reducing alternatives by applying an extended Technology Assessment*, Faculté de technologie, politique et gestion, Université de technologie de Delft.
<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:13418e20-66f0-4b66-acc4-bc808e887c14/datastream/OBJ1/download>

Wesseling, J.H., Lechtenböhmer S., Åhman M., Nilsson L.J., Worrell E., Coenenae L. (2017). « The transition of energy intensive processing industries towards deep decarbonization: Characteristics and implications for future research », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, p. 1303-1313.
www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307906

Whitmore, J., Pineau, P.-O. (2018). *L'état de l'énergie au Québec 2019*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
<http://energie.hec.ca/eeq>

Whitty, K. et coll. (2015). *Biomass Gasification in the United States*, Country report for IEA Bioenergy Task 33, Université de l'Utah, Salt Lake City.

Wijkman A., Skånberg K., Skånberg K., Berglund M. (2016). *The Circular Economy and Benefits for Society: Jobs and Climate Clear Winners in an Economy Based on Renewable Energy and Resource Efficiency*, Club de Rome.

Wyns, T., Axelson, M. (2016). *Decarbonising Europe's energy intensive industries: The Final Frontier*, Institut d'études européennes et Vrije Universiteit Brussel.
www.ies.be/files/The_Final_Frontier_Wyns_Axelson_0.pdf

