

**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT,
DE LA LUTTE CONTRE
LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES,
DE LA FAUNE ET DES PARCS**

Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre

Février 2025

ÉQUIPE DE RÉALISATION

Direction générale de l'expertise en transition climatique et énergétique

Édifice Marie-Guyart,
675, boulevard René-Lévesque Est, 6^e étage
Québec (Québec)
G1R 5V7

Rédaction et révision :

Sergio Cassanaz, ingénieur
Carl Dufour, directeur de l'expertise en décarbonation et efficacité énergétique
Marie-Michèle Gagné, ingénieure

Collaborateurs :

Vincent Chouinard-Thibaudeau, ingénieur
Jérôme Lévesque, chargé de projets
Patrick McNeil, ingénieur
Camille Lacroix-Pageau, chargée de projets
Elizabeth Côtes, candidate à la profession d'ingénieure
Kate Boothroyd-Roberts, chargée de projets

Référence à citer :

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, DE LA FAUNE ET DES PARCS (MELCCFP). *Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre*, 2025, 126 p.

ISBN 978-2-555-00459-7 (PDF)

Dépôt légal – 2025 Bibliothèque et Archives nationales du Québec

TABLE DES MATIÈRES

Termes et définitions	1
Sigles, acronymes et abréviations	5
1 Introduction	7
2 Concepts généraux	8
2.1 Les GES à considérer.....	8
2.2 Émissions directes et indirectes de GES.....	8
2.2.1 Émissions directes de GES.....	8
2.2.2 Émissions indirectes de GES liées à la consommation d'électricité.....	8
2.2.3 Émissions indirectes de GES en amont, en aval ou sur le cycle de vie.....	9
2.3 Sources d'émissions de GES.....	9
2.3.1 Émissions de GES de combustion.....	10
2.3.2 Émissions de GES attribuables aux procédés industriels.....	10
2.3.3 Émissions de GES autres.....	10
2.3.4 Le cas particulier des émissions biogéniques de CO ₂	10
2.3.5 Exemples de sources d'émissions en fonction des phases de réalisation.....	11
2.3.6 Exemples de sources d'émissions associées aux différents GES.....	11
2.3.7 Exclusions.....	12
2.4 Démarche de quantification.....	12
2.5 Rapports de quantification.....	14
2.5.1 Pour l'évaluation des impacts des émissions de GES attribuables à une activité ou à un projet.....	14
2.5.2 Pour les projets de réduction des émissions de GES.....	14
2.6 Personne compétente en quantification des émissions de GES.....	15
2.7 Présentation des résultats et potentiels de réchauffement planétaire.....	15
2.8 Intensité des émissions de GES.....	16
3 Quantification des émissions de GES	17
3.1 Émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes.....	17
3.2 Émissions attribuables aux systèmes de combustion mobiles.....	18
3.3 Émissions de GES indirectes attribuables à la consommation d'énergie électrique.....	21
3.4 Émissions de GES attribuables aux procédés industriels.....	21
3.5 Émissions de GES attribuables à l'exploitation minière et aux procédés de transformation des minerais.....	25
3.5.1 Calcul des émissions de GES attribuables à la production de boulettes de fer.....	25
3.5.2 Calcul des émissions de GES attribuables à l'utilisation de carbonates dans un procédé.....	25
3.5.3 Autres émissions de GES attribuables à la transformation des minerais.....	25
3.5.4 Coefficients d'émission de GES attribuables à la production de quelques produits minéraux d'utilisation fréquente.....	26
3.5.5 Coefficients d'émission de GES pour l'industrie sidérurgique.....	26
3.5.6 Coefficients d'émission de GES pour la production d'aluminium.....	27

3.6	<i>Émissions de GES attribuables à la production et à l'utilisation d'hydrogène</i>	27
3.6.1	Production et utilisation d'hydrogène	27
3.6.2	Évolution des connaissances sur l'hydrogène	28
3.7	<i>Émissions de GES attribuables à la production de certains produits chimiques</i>	29
3.8	<i>Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'explosifs</i>	30
3.9	<i>Émissions de GES attribuables aux émissions fugitives d'hexafluorure de soufre et de perfluorocarbures</i>	31
3.10	<i>Émissions fugitives de GES attribuables à l'utilisation d'équipements de réfrigération ou de climatisation</i>	32
3.11	<i>Déboisement</i>	34
3.11.1	Émissions de GES attribuables à la perte de stocks de carbone des terres forestières	34
3.11.2	Perte de capacité de séquestration de carbone attribuable au déboisement	36
3.12	<i>Rôle de la forêt dans l'atténuation des changements climatiques</i>	37
3.13	<i>Perte de milieux humides</i>	39
3.14	<i>Conservation de milieux humides</i>	41
3.15	<i>Émissions de GES attribuables à l'inondation des écosystèmes</i>	42
3.15.1	Émissions de CO ₂ attribuables à l'inondation des écosystèmes.....	43
3.15.2	Émissions de CH ₄ attribuables à l'inondation des écosystèmes	45
3.15.3	Émissions de N ₂ O attribuables à l'inondation des écosystèmes.....	46
3.16	<i>Émissions de GES attribuables aux projets de production animale et agricoles</i>	46
3.16.1	Calcul réalisé avec le logiciel Holos	47
3.16.2	Calcul réalisé avec les équations (sans utiliser le logiciel Holos).....	47
3.17	<i>Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles</i>	53
3.17.1	Calcul réalisé avec le modèle LandGEM	53
3.17.2	Calcul réalisé sans le modèle LandGEM (Modification).....	54
3.17.3	Valorisation du biogaz et calcul des réductions de GES associées	58
3.18	<i>Émissions de GES attribuables à la consommation énergétique lors de l'épuration du biogaz</i>	58
3.19	<i>Émissions de CH₄ attribuables à la destruction du biogaz</i>	58
3.20	<i>Émissions fugitives de CH₄ attribuables à la biométhanisation de matières résiduelles organiques</i>	59
3.21	<i>Émissions de GES attribuables à la compression et à la liquéfaction du biogaz</i>	60
3.22	<i>Émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement de matières résiduelles organiques par compostage</i>	60
3.23	<i>Émissions de GES attribuables à l'incinération des matières résiduelles ou au traitement thermique des matières dangereuses ou des sols contaminés</i>	61
3.23.1	Émissions de CO ₂ d'origine fossile attribuables à l'incinération des matières résiduelles municipales (autres que les boues).....	61
3.23.2	Émissions de CO ₂ d'origine fossile attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration	62
3.23.3	Émissions de CH ₄ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration.....	63

3.23.4	Émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration calculées à partir des facteurs d'émission.....	65
3.23.5	Émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration selon des données de concentration dans le gaz de fumée.....	65
3.23.6	Récupération de l'énergie et réduction des émissions de GES associées.....	66
3.24	<i>Émissions attribuables au traitement et au rejet des eaux usées.....</i>	66
3.24.1	Émissions de CH ₄ attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées.....	66
3.24.2	Émissions de N ₂ O attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées.....	68
3.25	<i>Exploration et exploitation des hydrocarbures.....</i>	70
3.25.1	Contexte au Québec.....	70
3.25.2	Description de la séquence des opérations.....	71
3.25.3	Calcul des émissions de GES basé sur des équations.....	72
3.25.4	Calcul des émissions de GES basé sur des taux d'émission.....	75
3.25.5	Présentation des résultats.....	75
3.26	<i>Émissions directes de GES attribuables au traitement, au transport et à la distribution de gaz naturel.....</i>	75
3.27	<i>Émissions directes de GES attribuables au transport d'hydrocarbures liquides par pipeline.....</i>	77
3.28	<i>Émissions indirectes en amont ou en aval attribuables à certains projets.....</i>	77
3.28.1	Émissions de GES en amont des projets de transport d'hydrocarbures par pipeline.....	77
3.28.2	Transfert modal dans le transport des personnes et des marchandises. Réduction des émissions de GES associées.....	78
3.28.3	Émissions indirectes ou réduction des émissions attribuables au flux de circulation et à la congestion routière.....	81
3.28.4	L'analyse de cycle de vie.....	83
3.28.5	Empreinte carbone des carburants ou combustibles utilisés au Canada (Nouveau).....	83
3.29	<i>Les émissions provenant du carbone noir.....</i>	85
3.29.1	Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes.....	89
3.29.2	Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion mobiles.....	92
3.30	<i>Émissions provenant d'activités non présentées dans le guide ou enjeux de quantification émergents.....</i>	97
4	Mesures d'atténuation des émissions de GES.....	97
4.1	<i>Types et exemples de mesures de réduction des émissions de GES.....</i>	97
4.2	<i>Quantification des émissions de GES des mesures d'atténuation.....</i>	100
4.3	<i>Plan des mesures d'atténuation des émissions de GES.....</i>	100
4.4	<i>Plan de surveillance des émissions de GES.....</i>	101
4.5	<i>Émissions évitées.....</i>	102
5	Références principales.....	103
	Annexe A – Aide-mémoire sur les sources d'émission de GES à considérer en fonction des secteurs.....	104
	Annexe B – Information complémentaire sur les projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.....	108
	Annexe C – Plan de surveillance et de suivi des émissions de GES.....	109

Annexe D – Information complémentaire sur les émissions biogéniques.....	111
Annexe E – Information complémentaire sur le carbone noir.....	113

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1. SCHÉMA SIMPLIFIÉ DE LA PORTÉE DU GUIDE*	8
FIGURE 2. EXEMPLES DE SOURCES D'ÉMISSIONS EN FONCTION DES PHASES D'UNE ACTIVITÉ	11
FIGURE 3. LE RÔLE DE LA FORÊT DANS LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES	38
FIGURE 4. SCHÉMA SIMPLIFIÉ DE L'ANALYSE DE CYCLE DE VIE	83
FIGURE 5. ÉTAPES DU CYCLE DE VIE CONSIDÉRÉES DANS LE CALCUL DE L'IC DU CARBURANT OU COMBUSTIBLE	84
FIGURE 6. EXEMPLE DE SÉQUENCE DES OPÉRATIONS D'UN PROJET TYPE DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES	108

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1. EXEMPLES D'ÉMISSIONS DE GES ASSOCIÉES À DIFFÉRENTES ACTIVITÉS	11
TABLEAU 2. ÉTAPES DE LA DÉMARCHE DE QUANTIFICATION DES ÉMISSIONS DE GES	12
TABLEAU 3. POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE DES DIFFÉRENTS GES (5E RAPPORT DU GIEC)	16
TABLEAU 4. EXEMPLES D'UNITÉS D'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES PAR TYPE DE PROJET	17
TABLEAU 5. FACTEURS D'ÉMISSION DE GES DES COMBUSTIBLES	18
TABLEAU 6. FACTEURS D'ÉMISSION ASSOCIÉS AUX ÉQUIPEMENTS MOBILES DE COMBUSTION	19
TABLEAU 7. FACTEURS D'ÉMISSION ASSOCIÉS AUX BIOCARBURANTS	20
TABLEAU 8. PROTOCOLES DE QUANTIFICATION DES ÉMISSIONS DE GES POUR CERTAINS SECTEURS INDUSTRIELS VISÉS PAR LE RDOCECA	21
TABLEAU 9. COEFFICIENTS D'ÉMISSION DE GES DE CERTAINS PRODUITS MINÉRAUX	26
TABLEAU 10. COEFFICIENTS D'ÉMISSION DU CO ₂ POUR L'INDUSTRIE DE LA SIDÉRURGIE	26
TABLEAU 11. TENEURS EN CARBONE DE CERTAINS ACIERS ET FONTES	26
TABLEAU 12. COEFFICIENTS D'ÉMISSION DE NIVEAU 1 POUR LA PRODUCTION D'ALUMINIUM	27
TABLEAU 13. FACTEURS D'ÉMISSION DE GES PAR TYPE DE PROCÉDÉ	28
TABLEAU 14. COEFFICIENTS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PRODUCTION DE CERTAINS PRODUITS CHIMIQUES	29
TABLEAU 15. FACTEURS D'ÉMISSION DE CO ₂ POUR CERTAINS EXPLOSIFS	30
TABLEAU 16. CHARGE ET FACTEURS D'ÉMISSION DES SYSTÈMES DE RÉFRIGÉRATION ET DE CLIMATISATION	33
TABLEAU 17. PARAMÈTRES DE L'ÉQUATION 10 POUR DÉTERMINER LES ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES AUX ACTIVITÉS DE DÉBOISEMENT	35
TABLEAU 18. PARAMÈTRES DE L'ÉQUATION 11 POUR DÉTERMINER LES ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES AUX ACTIVITÉS DE DÉBOISEMENT	36
TABLEAU 19 – STOCK MOYEN DE CARBONE PAR TYPE DE MILIEU HUMIDE DANS L'EST DU CANADA	40
TABLEAU 20. VALEURS DE RÉFÉRENCE PAR DÉFAUT ASSOCIÉES AUX STOCKS DE CARBONE ORGANIQUE DES SOLS (COS _{REF}) SOUS VÉGÉTATION NATURELLE	44
TABLEAU 21. COEFFICIENTS D'ÉMISSION MOYENS DE CH ₄ DES RÉSERVOIRS	45
TABLEAU 22. COEFFICIENTS D'ÉMISSION MOYENS DE N ₂ O DES RÉSERVOIRS	46
TABLEAU 23. FACTEURS D'ÉMISSION DE CH ₄ ASSOCIÉS À LA FERMENTATION ENTÉRIQUE	48
TABLEAU 24. FACTEURS D'ÉMISSION DE CH ₄ ASSOCIÉS AU STOCKAGE ET AU TRAITEMENT DU FUMIER	49
TABLEAU 25. TAUX D'EXCRÉTION ANNUEL D'AZOTE PROVENANT DU FUMIER	50
TABLEAU 26. FACTEURS D'ÉMISSION DE N ₂ O SELON LE MODE DE GESTION DU FUMIER	51
TABLEAU 27. TENEUR EN AZOTE DES DIFFÉRENTS TYPES DE FUMIERS ET LISIERS	52
TABLEAU 28. FACTEUR D'ÉMISSION ANNUEL DE N ₂ O PAR TONNE D'AZOTE ISSUE DE L'ÉPANDAGE D'ENGRAIS ET DES RÉSIDUS DE CULTURE	53
TABLEAU 29. PARAMÈTRES DU MODÈLE DE DÉCOMPOSITION DE PREMIER ORDRE DES MATIÈRES RÉSIDUELLES ENFOUIES DANS DES SITES D'ENFOUISSEMENT	56
TABLEAU 30. PARAMÈTRES COD, COD _F ET K EN FONCTION DES TYPES DE MATIÈRES RÉSIDUELLES	57
TABLEAU 31. PARAMÈTRES COD X COD _F EN FONCTION DES SECTEURS ET DES BOUES	57
TABLEAU 32. PARAMÈTRE K EN FONCTION DES SECTEURS ET DES BOUES	57
TABLEAU 33. EFFICACITÉ DE DESTRUCTION DU BIOGAZ	59

TABLEAU 34. FACTEURS D'ÉMISSION DE CH ₄ ET DE N ₂ O ASSOCIÉS AU COMPOSTAGE DE MRO.....	61
TABLEAU 35. FACTEURS PAR DÉFAUT POUR LE CALCUL DES ÉMISSIONS DE CO ₂	63
TABLEAU 36. FACTEURS D'ÉMISSION DE CH ₄ ET DE N ₂ O PAR DÉFAUT POUR LES INSTALLATIONS D'INCINÉRATION	64
TABLEAU 37. FACTEURS D'ÉMISSION DE MÉTHANE ASSOCIÉS AUX DIFFÉRENTS TYPES DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES.....	67
TABLEAU 38. FACTEURS D'ÉMISSION DE N ₂ O ASSOCIÉS AUX DIFFÉRENTS TYPES DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES RÉSIDEN- TIELLES ET INDUSTRIELLES	68
TABLEAU 39. FRACTION D'AZOTE ENLEVÉE DURANT LE TRAITEMENT DES EAUX USÉES (N _{ENL})	70
TABLEAU 40. SOURCES D'ÉMISSION DE GES ET RÉFÉRENCES POUR LA QUANTIFICATION.....	73
TABLEAU 41. FACTEURS D'ÉMISSION DE GES ASSOCIÉS AUX DIFFÉRENTS MODES DE TRANSPORT DE MARCHANDISES	81
TABLEAU 42. INTENSITÉ CARBONE (IC) DES CARBURANTS OU COMBUSTIBLES PRODUITS OU DISTRIBUÉS AU CANADA.....	84
TABLEAU 43. ÉMISSIONS CANADIENNES DE CARBONE NOIR EN 2022	86
TABLEAU 44. ÉMISSIONS DE CARBONE NOIR AU QUÉBEC EN 2022.....	87
TABLEAU 45. FACTEURS D'ÉMISSION (F _{E_i,PM_{2,5}}), NIVEAU 1.....	90
TABLEAU 46. FACTEURS DE SPÉCIATION (FS), NIVEAU 1.....	90
TABLEAU 47. FACTEURS D'ÉMISSION DE CARBONE ÉLÉMENTAIRE ASSOCIÉS AU DIESEL ET À L'ESSENCE.....	93
TABLEAU 48. NORMES RELATIVES AUX ÉMISSIONS DE PM ₁₀ DES ÉQUIPEMENTS HORS ROUTE	94
TABLEAU 49. FACTEURS D'ÉMISSION DE PM _{2,5} ET FACTEURS DE SPÉCIATION ASSOCIÉS AUX DIFFÉRENTS TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS PAR LES NAVIRES	96
TABLEAU 50. TYPES DE MESURES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES (LISTE NON EXHAUSTIVE).....	98
TABLEAU 51. EXEMPLE DE CALCUL DE RÉDUCTION POUR DES ÉQUIPEMENTS DE COMBUSTION FIXES	100
TABLEAU 52. EXEMPLE DE CALCUL DE RÉDUCTION POUR DES ÉQUIPEMENTS DE COMBUSTION MOBILES	100
TABLEAU 53. SOURCES DE GES À CONSIDÉRER.....	104
TABLEAU 54. EXEMPLE DE PLAN DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI DES ÉMISSIONS DE GES	109
TABLEAU 55. PRP DU CARBONE NOIR POUR LES HORIZONS TEMPORELS DE 20, 100 ET 500 ANS	113

LISTE DES ÉQUATIONS

ÉQUATION 1. INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES DU PROJET	16
ÉQUATION 2. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À DES SOURCES DE COMBUSTION FIXES	18
ÉQUATION 3. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À L'UTILISATION D'ÉQUIPEMENTS MOBILES	19
ÉQUATION 4. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À L'UTILISATION D'HYDROGÈNE	27
ÉQUATION 5. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À L'UTILISATION D'EXPLOSIFS SANS FACTEUR D'ÉMISSION SPÉCIFIQUE.....	30
ÉQUATION 6. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À L'UTILISATION D'EXPLOSIFS AVEC FACTEUR D'ÉMISSION SPÉCIFIQUE.....	31
ÉQUATION 7. ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES AUX ÉQUIPEMENTS CONTENANT DU SF ₆ UTILISÉS POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ.....	32
ÉQUATION 8. ESTIMATION DES ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES AUX ÉQUIPEMENTS CONTENANT DES PFC UTILISÉS POUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ.....	32
ÉQUATION 9. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES À L'UTILISATION D'ÉQUIPEMENTS DE RÉFRIGÉRATION OU DE CLIMATISATION.....	33
ÉQUATION 10. ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES À LA PERTE DE STOCKS DE CARBONE DES TERRES FORESTIÈRES	35
ÉQUATION 11. PERTE NETTE DE SÉQUESTRATION DE CO ₂ SUR UN NOMBRE D'ANNÉES DÉTERMINÉ	36
ÉQUATION 12. ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES À LA PERTE DE MILIEUX HUMIDES	40
ÉQUATION 13. VARIATION DES STOCKS DE CARBONE DE LA BIOMASSE VIVANTE DES TERRES CONVERTIES EN TERRES INONDÉES	43
ÉQUATION 14 . BIOMASSE VIVANTE AVANT LA CONVERSION DES TERRES FORESTIÈRES EN TERRES INONDÉES	44
ÉQUATION 15. ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES À L'INONDATION DES TERRES FORESTIÈRES	44
ÉQUATION 16. ÉMISSIONS DE CO ₂ ATTRIBUABLES À L'INONDATION DES TERRES EN FRICHE	45
ÉQUATION 17. ÉMISSIONS DE CH ₄ ATTRIBUABLES À L'INONDATION DES ÉCOSYSTÈMES.....	45
ÉQUATION 18. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES À L'INONDATION DES ÉCOSYSTÈMES	46
ÉQUATION 19. ÉMISSIONS DE MÉTHANE ATTRIBUABLES À LA FERMENTATION ENTÉRIQUE.....	48
ÉQUATION 20. ÉMISSIONS DE CH ₄ ATTRIBUABLES AU STOCKAGE ET AU TRAITEMENT DU FUMIER.....	49
ÉQUATION 21. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES AU STOCKAGE ET AU TRAITEMENT DU FUMIER	50
ÉQUATION 22. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES À L'ÉPANDAGE DU FUMIER	51
ÉQUATION 23. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES À L'ÉPANDAGE D'ENGRAIS INORGANIQUES ET ORGANIQUES ET DES RÉSIDUS DE CULTURE	52
ÉQUATION 24. ÉMISSIONS DE CH ₄ ATTRIBUABLES À L'ENFOUISSEMENT DE MATIÈRES RÉSIDUELLES	54
ÉQUATION 25. CALCUL DU CARBONE ORGANIQUE DÉGRADABLE ET DÉCOMPOSABLE (CODDM).....	55
ÉQUATION 26. CALCUL DU CODDM ACCUMULÉ	55
ÉQUATION 27. CALCUL DU CODDM DÉCOMPOSÉ	55
ÉQUATION 28. ÉMISSIONS DE CH ₄ GÉNÉRÉES EN FONCTION DU CARBONE ORGANIQUE DÉGRADABLE ET DÉCOMPOSABLE DÉCOMPOSÉ.....	56
ÉQUATION 29. ÉMISSIONS DE MÉTHANE ATTRIBUABLES À LA COMBUSTION DU BIOGAZ.....	58
ÉQUATION 30. ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE ATTRIBUABLES AU TRAITEMENT DU BIOGAZ.....	59
ÉQUATION 31. ÉMISSIONS DE MÉTHANE ATTRIBUABLES AU COMPOSTAGE DE MATIÈRES RÉSIDUELLES.....	60
ÉQUATION 32. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES AU COMPOSTAGE DE MATIÈRES RÉSIDUELLES	60
ÉQUATION 33. ÉMISSIONS NON BIOGÉNIQUES DE CO ₂ ATTRIBUABLES À L'INCINÉRATION DES MATIÈRES RÉSIDUELLES MUNICIPALES, AUTRES QUE LES BOUES.	61
ÉQUATION 34. ÉMISSIONS NON BIOGÉNIQUES DE CO ₂ ATTRIBUABLES À L'INCINÉRATION OU AU TRAITEMENT THERMIQUE DES MATIÈRES RÉSIDUELLES MUNICIPALES, INDUSTRIELLES ET DANGEREUSES, DES DÉCHETS BIOMÉDICAUX ET DES BOUES D'ÉPURATION	62
ÉQUATION 35. ÉMISSIONS DE CH ₄ ATTRIBUABLES À L'INCINÉRATION OU AU TRAITEMENT THERMIQUE DES MATIÈRES RÉSIDUELLES	63
ÉQUATION 36. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES À L'INCINÉRATION OU AU TRAITEMENT THERMIQUE DES MATIÈRES RÉSIDUELLES MUNICIPALES, INDUSTRIELLES ET DANGEREUSES, DES DÉCHETS BIOMÉDICAUX ET DES BOUES D'ÉPURATION CALCULÉES À PARTIR DES FACTEURS D'ÉMISSION.....	65
ÉQUATION 37. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES À L'INCINÉRATION OU AU TRAITEMENT THERMIQUE DES MATIÈRES RÉSIDUELLES MUNICIPALES, INDUSTRIELLES ET DANGEREUSES, DES DÉCHETS BIOMÉDICAUX ET DES BOUES D'ÉPURATION CALCULÉES SELON DES DONNÉES DE CONCENTRATIONS DANS LE GAZ DE FUMÉE.....	65
ÉQUATION 38. ÉMISSIONS DE CH ₄ ATTRIBUABLES AU TRAITEMENT OU AU REJET DES EAUX USÉES.....	66

ÉQUATION 39. CALCUL DE LA CHARGE ORGANIQUE ANNUELLE.....	67
ÉQUATION 40. ÉMISSIONS DE N ₂ O ATTRIBUABLES AU TRAITEMENT OU AU REJET DES EAUX USÉES	68
ÉQUATION 41. QUANTITÉ TOTALE D'AZOTE PRÉSENTE DANS LES EAUX USÉES MUNICIPALES	69
ÉQUATION 42. QUANTITÉ TOTALE D'AZOTE PRÉSENTE DANS LES EAUX USÉES INDUSTRIELLES	70
ÉQUATION 43. QUANTITÉ TOTALE D'AZOTE ENVOYÉE À L'EFFLUENT	70
ÉQUATION 44. ÉMISSIONS DE GES ATTRIBUABLES AUX IMPACTS DU PROJET SUR LE TRANSFERT MODAL.....	80
ÉQUATION 45. ÉMISSIONS INDIRECTES ATTRIBUABLES AUX IMPACTS DU PROJET SUR LE TRANSPORT DES MARCHANDISES.....	80
ÉQUATION 46. ÉMISSIONS DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLES À DES SOURCES DE COMBUSTION FIXES (NIVEAU 1)	89
ÉQUATION 47. ÉMISSIONS DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLES À DES SOURCES DE COMBUSTION FIXES (NIVEAU 2)	91
ÉQUATION 48. ÉMISSIONS DE CARBONE NOIR DES SOURCES DE COMBUSTION FIXES (NIVEAU 2)	92
ÉQUATION 49. ÉMISSIONS DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLES AUX SOURCES MOBILES ROUTIÈRES (NIVEAU 1)	93
ÉQUATION 50. ÉMISSIONS ANNUELLES DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLE AUX SOURCES MOBILES HORS ROUTE (NIVEAU 1)	94
ÉQUATION 51. ÉMISSIONS ANNUELLES DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLE AUX LOCOMOTIVES (NIVEAU 1)	95
ÉQUATION 52. ÉMISSIONS ANNUELLES DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLES AUX NAVIRES (NIVEAU 1).....	96
ÉQUATION 53. ÉMISSIONS ANNUELLES DE CARBONE NOIR ATTRIBUABLES AUX AÉRONEFS.....	97

Termes et définitions

NOTE IMPORTANTE

Les définitions présentées dans ce guide s'inspirent des définitions d'organismes experts en changements climatiques, comme le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et le World Resources Institute (WRI). Cependant, si un projet est assujéti à une réglementation au Québec sur les gaz à effet de serre (GES), les définitions présentées dans cette réglementation ont préséance.

Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (ATCATF)

Catégorie d'impact utilisée dans les inventaires d'émissions de GES qui couvre les émissions et les absorptions de GES découlant directement des activités humaines liées à l'utilisation des terres, à leurs changements d'affectation et à la forêt, à l'exclusion de l'agriculture, dont les émissions sont comptabilisées ailleurs. En anglais : « Land use, land-use change, and forestry » (LULUCF)

Biocombustible

Tout combustible dont la capacité de génération d'énergie est entièrement dérivée de la biomasse.

Biomasse

Ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie. On entend par « matières organiques » aussi bien les matières d'origine végétale (résidus alimentaires, bois, feuilles, etc.) que d'origine animale (cadavres d'animaux et êtres vivant du sol).

Biomasse agricole

Matières organiques provenant de cultures énergétiques (par exemple le panic érigé, l'alpiste roseau, le miscanthus), de résidus de récoltes (par exemple les pailles de céréales, les tiges de maïs, les écailles d'avoine, les résidus de lin) ou de déjections animales.

Biomasse résiduelle

Matière organique d'origine végétale ou animale essentiellement d'origine forestière, agricole, industrielle ou urbaine.

Biomasse forestière résiduelle

Biomasse d'origine forestière résultant des activités de récolte (rémanents [branches et cimes], parties d'arbres non commerciales, rameaux et feuillages), des activités de première ou de deuxième transformation (écorces, rabotures, sciures et copeaux) ainsi que des boues, des liqueurs de cuisson de papetière, des granules et des bûches de bois compressé. La biomasse forestière résiduelle comprend aussi le bois de déconstruction sans adjuvant, non contaminé, lorsqu'il n'est pas utilisé dans une approche de hiérarchisation des usages de type 3RV-E (réduction à la source, réemploi, recyclage, valorisation et élimination). Les arbres debout ne sont pas considérés comme de la biomasse forestière résiduelle.

Carbone noir

Aérosol (particules en suspension dans l'air) émis au cours du processus de combustion. Le carbone noir n'est pas émis seul; il fait partie des composants des matières particulaires d'un diamètre inférieur ou égal à 2,5 microns (PM_{2,5}).

Carboneutre

Qui présente un bilan neutre en ce qui concerne les émissions de GES.

Combustible fossile

Combustible solide, liquide ou gazeux, non renouvelable et provenant de la transformation de la masse végétale et animale, à la suite d'un très long processus géologique appelé « méthanisation » et qui produit des composés de chaînes carbonées plus ou moins longues.

Cultures ligneuses

Arbres cultivés sur des terres agricoles marginales, destinés à la combustion (saule à croissance rapide, peuplier hybride, etc.) et dont la méthode de culture s'apparente plus à l'agriculture qu'à la foresterie.

Cultures lignocellulosiques

Cultures de plantes herbacées pérennes destinées à la production énergétique, implantées sur des terres agricoles marginales (miscanthus, alpiste roseau, panic érigé, etc.).

Dette carbone

Temps requis pour qu'un projet de valorisation énergétique de biomasse devienne plus avantageux en termes d'émission de GES que l'utilisation du combustible fossile qu'il remplace. Ce temps requis se cumule annuellement sous forme de dette carbone. La génération de bénéfices en termes de réduction des émissions de CO₂ n'arrive que lorsque cette dette est éliminée, ce qui peut prendre de quelques années à plusieurs décennies, selon les paramètres du projet.

Émissions anthropiques de GES

Émissions de GES résultant d'activités humaines.

Émissions biogéniques de GES

Émissions de GES provenant de la biomasse.

Émissions directes de GES

Émissions de GES dont la source est contrôlée par le responsable d'un projet.

Émissions indirectes de GES

Émissions de GES qui sont une conséquence des activités du projet, mais dont les sources sont contrôlées par d'autres entités.

Émissions de GES attribuables à la combustion

Émissions de GES liées à la réaction exothermique d'un combustible.

Émissions de GES attribuables aux procédés

Émissions issues de certains procédés industriels qui produisent directement des GES et dont le but premier n'est pas de fournir de l'énergie. Cette catégorie d'émissions de GES comprend les émissions résultant de réactions chimiques produites au cours d'un procédé particulier (ex. : le CO₂ résultant de la calcination de la pierre à chaux), les émissions générées par l'emploi de combustibles fossiles comme matières premières ou réactifs chimiques (ex. : le coke métallurgique utilisé comme agent réducteur) et résultant de l'émission directe de certains GES (ex. : le SF₆ utilisé dans divers procédés industriels ou systèmes d'installation particuliers, ou les émissions de HFC des systèmes de réfrigération industrielle).

Émissions de GES autres

Émissions de GES autres que les émissions attribuables à la combustion et aux procédés industriels.

Émissions de GES évitées

Réductions d'émissions induites par les activités, produits et/ou services d'une entreprise ou organisation, lorsque ces réductions se réalisent en dehors de son périmètre d'activité. Elles doivent être évaluées au regard d'un scénario de référence.

Facteur d'émission ou de suppression des GES

Coefficient multiplicateur rapportant les données d'activité aux émissions ou suppression de GES.

Forçage radiatif

Le forçage radiatif d'un gaz est la mesure de sa capacité à réfléchir le rayonnement lumineux infrarouge. L'unité du forçage radiatif est le Watt par mètre carré (W/m²).

Gaz à effet de serre (GES)

Constituant gazeux de l'atmosphère naturel ou anthropogène, qui absorbe et émet le rayonnement d'une longueur d'onde spécifique du spectre de rayonnement infrarouge émis par la surface de la Terre, l'atmosphère et les nuages.

ISO 14064

Norme internationale de l'Organisation internationale de normalisation (ISO) qui spécifie les principes et les exigences applicables au niveau des organismes pour la quantification et la rédaction de rapports sur les émissions et suppression de GES. Il comprend des exigences concernant la conception, le développement, la gestion, la rédaction de rapports et la vérification des inventaires de GES.

Potentiel de réchauffement planétaire (PRP)

Mesure relative de l'effet de réchauffement que l'émission d'un kilogramme d'un GES a à la surface troposphérique en comparaison avec l'effet de réchauffement de l'émission d'un kilogramme de CO₂.

Procédé

Toute méthode, réaction ou opération par laquelle les matières traitées subissent un changement physique ou chimique dans une même ligne de production. On entend aussi par « procédés » toutes les opérations successives réalisées sur une même matière et entraînant le même genre de changement physique.

Puits de GES

Tout processus, activité ou mécanisme qui élimine de l'atmosphère un gaz à effet de serre, un aérosol ou le précurseur d'un gaz à effet de serre ou d'un aérosol.

Réservoir de GES

Composant du système climatique, autre que l'atmosphère, capable de stocker, d'accumuler ou d'émettre une substance préoccupante (ex. : du carbone, un gaz à effet de serre ou un précurseur). Les océans, les sols et les forêts sont des exemples de réservoirs de carbone.

Résidus de culture

Résidus végétaux provenant de l'agriculture et constitué d'une partie de la matière végétale qui est laissé sur le champ où elle se décompose (ex. : pailles de céréales, tiges de maïs ou foin de troisième qualité).

Source de GES

Tout procédé, activité ou mécanisme qui libère dans l'atmosphère un gaz à effet de serre, un aérosol ou le précurseur d'un gaz à effet de serre ou d'un aérosol.

Suppression de GES

Retrait d'un GES de l'atmosphère par des puits de GES.

Sigles, acronymes et abréviations

ATCATF	Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie
API	American Petroleum Institute
CH ₄	Méthane
CO ₂	Dioxyde de carbone
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
éq. CO ₂	Équivalent dioxyde de carbone
g CH ₄	Gramme de méthane
g CO ₂	Gramme de dioxyde de carbone
g éq. CO ₂	Gramme d'équivalent dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GJ	Gigajoule
g N ₂ O	Gramme d'oxyde nitreux
GNL	Gaz naturel liquéfié
HFC	Hydrofluorocarbures
HFO	Hydrofluoroléfines
kg CH ₄	Kilogramme de méthane
kg éq. CO ₂	Kilogramme d'équivalent dioxyde de carbone
kg N ₂ O	Kilogramme d'oxyde nitreux
kWh	Kilowattheure
LQE	Loi sur la qualité de l'environnement
MELCCFP	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les Changements climatiques, de la Faune et des Parcs
MJ	Mégajoule
N ₂ O	Oxyde nitreux
NF ₃	Trifluorure d'azote
PCI	Pouvoir calorifique inférieur

PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PEEIE	Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement
PFC	Perfluorocarbures
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
RDOCECA	Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère
RIN	Rapport d'inventaire national
RREIE	Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets
SF ₆	Hexafluorure de soufre
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
SPR	Source, puits et réservoir de gaz à effet de serre
t éq. CO ₂	Tonne d'équivalent dioxyde de carbone
t éq. CO ₂ /an	Tonne d'équivalent dioxyde de carbone par an
TKT	Tonne-kilomètre transportée
USEPA	United States Environmental Protection Agency
WRI	World Resources Institute

1 Introduction

Ce guide a pour but de présenter les méthodologies applicables à la quantification des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans les secteurs touchés par les changements climatiques, particulièrement avant la réalisation d'une activité (voir la mise en garde ci-après). Il découle d'une recherche exhaustive sur les méthodologies élaborées par les organismes reconnus en la matière, notamment le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)¹ et Environnement et Changement climatique Canada. Actuellement, les personnes qui font la quantification doivent consulter plusieurs références sur les sites Web des différents organismes. Ce guide s'avère donc une première au Québec puisqu'il regroupe, dans un seul et même document, les méthodes et les références permettant de soutenir les clientèles dans leur travail de quantification. Il est prévu que ce guide sera mis à jour périodiquement en fonction des changements apportés aux méthodologies par les organismes responsables.

Plusieurs clientèles dont les entreprises, les consultants, les acteurs gouvernementaux et municipaux, de même que les professionnels peuvent avoir à quantifier les émissions de GES attribuables à une activité.

Le présent guide vise à donner la méthodologie applicable dans le cadre :

- de programmes de réduction des émissions de GES (ex. : conception et mise en œuvre d'un plan d'action pour lutter contre les changements climatiques);
- de demandes de subventions (ex. : programmes municipaux ou provinciaux, ententes avec le fédéral);
- de la déclaration, de la validation et de la vérification des émissions de GES;
- de mesures de réduction des émissions de GES.

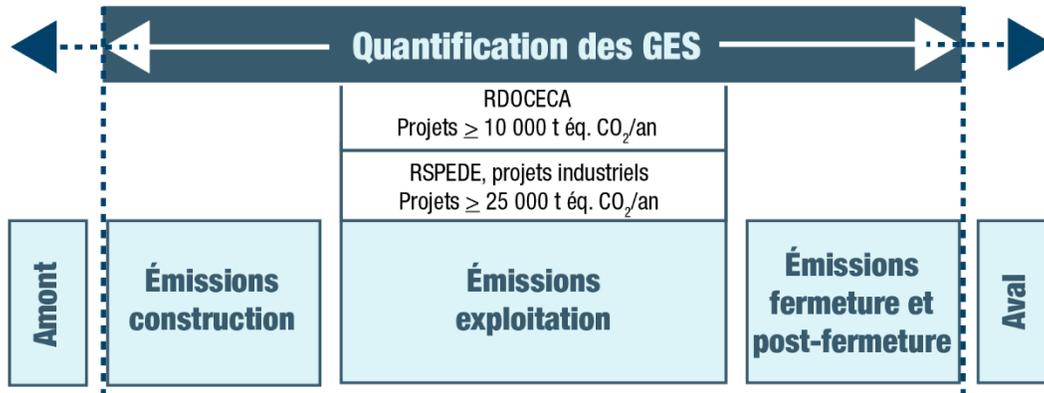
Ce guide présente :

- des généralités sur les gaz à effet de serre;
- la démarche générale d'évaluation des émissions de GES;
- les principales sources d'émission de GES;
- les formules de calcul et les méthodologies applicables pour quantifier les émissions de GES;
- certaines mesures d'atténuation et balises en matière de surveillance et de suivi des émissions de GES.

Note au lecteur : Dans le cadre de l'application du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) et du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPEDE), les méthodes réglementées ont préséance. Ces deux réglementations s'appliquent à un certain nombre d'émetteurs selon des seuils d'émissions déterminés et au cours de la phase d'exploitation des projets. Le seuil d'assujettissement au RDOCECA est de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année pour les clientèles visées et celui du SPEDE est de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année pour les établissements et clientèles visés. La figure 1 présente un schéma simplifié de la portée du guide.

¹ GIEC, 2019. 2019 Mise à jour des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. (<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/vol1.html>). Le GIEC est une entité scientifique relevant de l'Organisation des Nations Unies.

Figure 1. Schéma simplifié de la portée du guide*



* Le schéma n'est pas restrictif. Se référer aux règlements pour connaître leurs exigences spécifiques.

2 Concepts généraux

2.1 Les GES à considérer

Les GES qui doivent être considérés lors de l'évaluation des émissions sont ceux qu'utilise le RDOCECA, soit :

- le dioxyde de carbone (CO₂);
- le méthane (CH₄);
- l'oxyde nitreux (N₂O);
- l'hexafluorure de soufre (SF₆);
- le trifluorure d'azote (NF₃);
- la famille des hydrofluorocarbures (HFC);
- la famille des perfluorocarbures (PFC).

2.2 Émissions directes et indirectes de GES

2.2.1 Émissions directes de GES

Les émissions directes sont des émissions provenant de sources qui sont imputables à l'émetteur ou au responsable d'un projet, ou qui sont contrôlées par ce dernier. Elles incluent également les émissions de ses sous-traitants.

2.2.2 Émissions indirectes de GES liées à la consommation d'électricité

Il s'agit des émissions indirectes liées à la production d'électricité par une tierce partie, lorsque cette électricité est achetée et consommée par le responsable du projet. À noter qu'en raison du portefeuille énergétique du Québec, composé en grande partie d'hydroélectricité, ces émissions sont généralement très faibles. Toutefois, dans certaines régions du Québec non alimentées par le réseau électrique, elles peuvent s'avérer non négligeables lorsque des combustibles fossiles sont utilisés pour produire l'électricité.

2.2.3 Émissions indirectes de GES en amont, en aval ou sur le cycle de vie

Les émissions indirectes de GES regroupent toutes les autres émissions qui sont hors du contrôle direct de l'émetteur ou du responsable du projet. Plusieurs termes sont employés pour désigner les émissions indirectes : « en amont », « en aval » ou « sur le cycle de vie ».

Définition du terme « en amont »

Le terme « en amont » réfère à toutes les activités industrielles, de l'extraction des ressources jusqu'à la réalisation du projet. Les activités en amont varieront selon la ressource et le type de projet mais, en général, elles comprennent l'extraction, le traitement, la manipulation et le transport des intrants nécessaires. À titre d'exemple, un projet de transport d'hydrocarbures par pipeline peut comprendre les activités en amont suivantes :

- Extraction : exploitation d'un puits de pétrole brut et de gaz, exploitation des champs pétrolifères et gaziers et exploitation in situ ;
- Traitement : traitement et valorisation sur le site ;
- Manipulation : transfert des produits aux terminaux ;
- Transport : transport et exploitation du pipeline avant le projet.

Définition du terme « en aval » :

Les émissions en aval sont associées aux activités postérieures découlant du projet. Par exemple, les émissions de GES liées au flux de circulation routière découlant d'un projet de construction de route constituent des émissions indirectes en aval.

Définition du cycle de vie :

L'approche du cycle de vie vise la prise en compte des impacts (environnementaux, sociaux et économiques) propres à un produit ou à un service, de l'acquisition des ressources à la fin de vie. Les frontières de l'analyse du cycle de vie peuvent être variables, certaines s'étendant « du berceau au tombeau » (*cradle to grave*), « du puits à la roue » (*well to wheel*) ou du « puits à la porte ». Voir figure 5.

2.3 Sources d'émissions de GES

Note au lecteur : Aux fins de simplification et pour couvrir le plus grand nombre de cas de figure possible, le présent guide s'inspire des définitions des sources d'émissions proposées par le GIEC et le WRI. Toutefois, si un projet est assujéti à une réglementation sur les GES au Québec, les définitions présentées dans les règlements ont préséance.

2.3.1 Émissions de GES de combustion

Les émissions de GES de combustion sont les émissions liées à une réaction exothermique liée au brûlage d'un combustible. Les émissions de combustion peuvent être de source fixe (ex. : une chaudière pour le chauffage) ou mobile (ex. : un camion de transport des matériaux).

2.3.2 Émissions de GES attribuables aux procédés industriels

Cette catégorie englobe les émissions provenant de l'utilisation non énergétique des combustibles ainsi que les GES émis comme sous-produit dérivant directement des procédés industriels. Elle comprend les émissions mettant en jeu des réactions chimiques autres que la combustion et dont le but premier n'est pas la production d'énergie. Par exemple, des émissions de GES attribuables aux procédés industriels peuvent être générées dans la fabrication de plusieurs produits comme le ciment, le fer, l'acier, l'aluminium ou l'acide nitrique.

Cette catégorie comprend également les émissions de GES produites à différentes fins telles que la réfrigération et la fabrication des mousses plastiques ainsi que les émissions de GES produites par l'utilisation de solvants et d'agents propulseurs et anesthésiques.

Lorsque les émissions des procédés industriels sont produites en même temps que celles du combustible brûlé à des fins énergétiques, elles doivent être séparées et catégorisées en conséquence.

2.3.3 Émissions de GES autres

Les « émissions de GES autres » sont toutes celles qui ne sont pas attribuables à la combustion ni aux procédés industriels. En voici quelques exemples :

- les émissions fugitives de méthane provenant de la décomposition des matières organiques dans un lieu d'enfouissement;
- les émissions de méthane attribuables à la fermentation entérique chez les ruminants;
- les émissions d'oxyde nitreux (N₂O) dues à l'épandage d'engrais;
- les émissions de CH₄ ou de N₂O dues au traitement des eaux usées;
- les émissions liées à l'utilisation d'explosifs dans le cadre de projets miniers ou routiers, par exemple;
- les pertes de réservoirs de carbone liées à la déforestation ou au changement d'affectation des terres.

2.3.4 Le cas particulier des émissions biogéniques de CO₂

Les émissions de CO₂ provenant de la biomasse sont nommées « émissions biogéniques ». Elles sont associées au cycle court du carbone, à la décomposition ou à la combustion des matières organiques en présence d'oxygène. Ces émissions sont considérées comme carboneutres et doivent être prises en compte distinctement des émissions de GES non biogéniques. À noter cependant que les émissions de CH₄ et de N₂O issues de la biomasse ne sont pas carboneutres. Des exemples de combustibles carboneutres sont la biomasse résiduelle, le biogaz, les granules de bois, la liqueur mixte, l'éthanol et le biodiesel. Ces émissions doivent être présentées à part dans les résultats de la quantification. L'annexe D donne plus de détails sur les émissions biogéniques.

2.3.5 Exemples de sources d'émissions en fonction des phases de réalisation

La figure 2 présente des exemples de sources d'émission de GES pour les différentes phases d'un projet.

Figure 2. Exemples de sources d'émissions en fonction des phases d'une activité

Construction (C)	Exploitation (E)	Fermeture, post-fermeture (F)
Sources combustion fixes (ex. : génératrices)	Source combustion fixes (ex. : chaudières)	Sources combustion fixes (ex. : génératrices)
Sources combustion mobiles (ex. : transport, machinerie)	Sources combustion mobiles (ex. : idem)	Sources combustion mobiles (ex. : idem)
Explosifs (ex. : routes, mines)	Procédés industriels, réfrigération	Émissions fugitives
Déboisement ex. : lieu d'enfouissement, mine, biocarburants, construction de routes, etc.	Énergie électrique Émissions fugitives (ex. : SF ₆ , CH ₄)	
Inondations des écosystèmes (ex. : barrages, digues)		

2.3.6 Exemples de sources d'émissions associées aux différents GES

Le tableau 1 présente des exemples de sources d'émissions associées aux différents GES.

Tableau 1. Exemples d'émissions de GES associées à différentes activités	
GES	Sources principales (liste non exhaustive)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	<ul style="list-style-type: none"> • Combustion de combustibles • Procédés industriels • Déboisement
Méthane (CH ₄)	<ul style="list-style-type: none"> • Lieux d'enfouissement • Projets pétroliers et gaziers • Élevage de bétail
Oxyde nitreux (N ₂ O)	<ul style="list-style-type: none"> • Projets agricoles
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	<ul style="list-style-type: none"> • Production et transport d'électricité • Fabrication de composants électroniques • Production de magnésium
Trifluorure d'azote (NF ₃)	<ul style="list-style-type: none"> • Fabrication de semi-conducteurs, de panneaux solaires, de téléviseurs à écran plat et d'écrans tactiles
Familles des hydrofluorocarbures (HFC) et des perfluorocarbures (PFC)	<ul style="list-style-type: none"> • Équipements de réfrigération et de climatisation • Production d'aluminium

2.3.7 Exclusions

Il est possible d'exclure toutes les sources qui, cumulativement, représentent moins de 3 % des émissions totales de GES générées dans le cadre du projet et qui, par conséquent, peuvent être considérées comme négligeables. L'exclusion doit être justifiée par une quantification sommaire basée sur des hypothèses crédibles et vérifiables, par une comparaison avec un projet similaire ou par toute autre démarche permettant de démontrer que les émissions représentent moins de 3 %.

2.4 Démarche de quantification

Ce guide propose cinq grandes étapes pour faciliter la quantification des émissions de GES :

1. Identifier les sources d'émission de GES;
2. Examiner si des exigences réglementaires particulières s'appliquent aux émissions de GES;
3. Quantifier les impacts des émissions de GES;
4. Élaborer un plan des mesures d'atténuation des impacts;
5. Élaborer un plan de surveillance et de suivi des émissions de GES

Tableau 2. Étapes de la démarche de quantification des émissions de GES	
Action	Observations
1. Identifier les sources d'émission de GES	
- Identifier toutes les sources d'émission de GES liées à l'activité, au projet ou à la mesure	Toutes les sources pour toutes les phases doivent être identifiées.
- Identifier les impacts de l'activité, du projet ou de la mesure sur les puits et les réservoirs de carbone	Les puits et les réservoirs de carbone (forêts, milieux humides, formations géologiques, etc.) jouent un rôle important dans les changements climatiques et ne doivent pas être négligés dans la quantification des émissions de GES.
2. Examiner si des exigences réglementaires particulières s'appliquent aux émissions de GES	Le RDOCECA, le RSPÉDE et le Règlement sur les halocarbures sont des exemples de réglementations visant les émissions de GES.
3. Quantifier les impacts de l'activité, du projet ou de la mesure sur les émissions de GES	
- Quantifier l'ensemble des émissions de GES	Déterminer les émissions de GES générées à toutes les phases de l'activité, du projet ou de la mesure, en utilisant des sources de quantification reconnues et basées sur des hypothèses fiables et vérifiables. Le présent guide propose des méthodologies de quantification.
- Quantifier les impacts de l'activité, du projet ou de la mesure sur l'augmentation ou la réduction des puits et réservoirs de carbone	Exemples d'impact potentiel sur les puits et réservoirs de carbone : perte des stocks de carbone due aux activités de déboisement, captage et séquestration du CO ₂ à la suite de travaux de reboisement, etc.
- Respecter les principes de quantification des GES	Pertinence : Considérer uniquement les sources permettant la quantification des émissions de GES.

Tableau 2. Étapes de la démarche de quantification des émissions de GES

Action	Observations
	<p>Exhaustivité : Intégrer toutes les données pertinentes. Lorsque le choix est fait d'exclure une source d'émission de GES, une justification doit être fournie.</p> <p>Cohérence : Utiliser une méthodologie de calcul cohérente précise et appropriée.</p> <p>Exactitude : Limiter les incertitudes.</p> <p>Transparence : Donner accès aux données, à leurs sources, aux références et aux méthodologies de calcul utilisées. La documentation du projet doit inclure suffisamment de références aux sources des données et à la méthodologie (surtout si elle diffère de celle du présent guide).</p> <p>Prudence : Recourir à des hypothèses, à des données et à des méthodologies raisonnables, de façon à ne pas sous-estimer les émissions de GES.</p>
<p>4. Élaborer un plan des mesures d'atténuation des impacts des GES</p>	<p>Le plan des mesures d'atténuation vise l'élaboration de moyens pour réduire les impacts des émissions de GES de l'activité, du projet ou de la mesure. Les réductions de GES découlant des mesures d'atténuation doivent être quantifiées. La section 4 du guide présente plus de détails sur l'élaboration du plan des mesures d'atténuation.</p>
<p>5. Élaborer un plan de surveillance des émissions de GES</p>	<p>Le plan de surveillance permet de suivre l'évolution des émissions de GES et d'observer l'efficacité des mesures d'atténuation dans le temps. Généralement, un plan de surveillance précise notamment le types de données à recueillir (ex. : consommation de carburant d'un équipement), le processus et les méthodes appliqués pour recueillir ces données, la fréquence de prise des données, ainsi que les résultats annuels. La section 4 du guide présente plus de détails à ce sujet.</p>

2.5 Rapports de quantification

Tout rapport de quantification doit être déposé par une personne compétente dans le domaine de la quantification des émissions de GES (voir la section suivante pour plus de détails). Les cinq étapes de la démarche générale de quantification explicitées précédemment devraient minimalement constituer la base de tout rapport de quantification. Voici des exemples de contenu de rapports de quantification.

2.5.1 Pour l'évaluation des impacts des émissions de GES attribuables à une activité ou à un projet

Le rapport doit minimalement présenter :

- Les étapes de la démarche générale de quantification;
- Les méthodologies de quantification employées;
- Les émissions de GES annuelles attribuables à toutes les sources d'émission du projet (voir la section sur la présentation des résultats);
- Les mesures d'atténuation et les réductions d'émissions de GES en découlant;
- La manière dont les mesures d'atténuation sont mises en œuvre;
- Le plan de surveillance des émissions;
- Les qualifications de la personne qui effectue la quantification ou l'organisme de quantification.

Pour les projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures (section 3.25), le guide présente des particularités qui doivent se retrouver dans le rapport de quantification.

2.5.2 Pour les projets de réduction des émissions de GES

Le rapport de quantification peut s'inspirer du Modèle de rapport sur les GES pour le Registre des GES ÉcoProjets² publié sur Internet par le Groupe CSA^{MC2}. On doit minimalement y trouver :

- La description du projet (scénario de projet);
- Le scénario de référence et une justification de son choix;
- L'inventaire des sources, puits et réservoirs pour le projet et le scénario de référence;
- La quantification et le calcul des émissions de GES;
- Un résumé des analyses des impacts environnementaux;
- Des précisions sur la surveillance du système de gestion des données et des renseignements et sur les mécanismes de contrôle des données;
- Des précisions sur la déclaration et la vérification;
- Tout aspect en lien avec un programme potentiel auquel le projet de réduction est rattaché;
- Les qualifications de la personne qui effectue la quantification ou une présentation de l'organisme de quantification.
- Tout autre aspect pertinent.

À noter que cette liste n'est donnée qu'à titre indicatif et que les critères du programme, le cas échéant, ont préséance sur cette liste.

² Home | CSA Group Registries (csaregistries.ca)

2.6 Personne compétente en quantification des émissions de GES

On entend par « personne compétente en quantification », toute personne physique ou morale qui peut démontrer qu'elle a les compétences en matière de quantification d'émissions de GES et qui minimalement :

- a suivi la formation sur une des trois parties de la norme ISO 14 064³ portant sur les gaz à effet de serre, réalisé des quantifications dans le cadre de ses fonctions et peut en fournir la preuve;

OU

- possède une accréditation selon la norme ISO 14 065 pour la validation et la vérification des gaz, a réalisé des quantifications dans le cadre de ses fonctions et peut en fournir la preuve (ex. : attestation ou preuve de formation sur la norme ISO 14 064).

Cette personne peut être une ressource interne ou externe de l'organisation. Son accréditation n'est pas obligatoire mais souhaitable.

2.7 Présentation des résultats et potentiels de réchauffement planétaire

Les résultats doivent être présentés :

- En unités métriques, conformément aux principes du GIEC et aux conventions internationales;
- Sur une base annuelle par année civile;
- Selon le nombre d'années d'émission lors des phases de construction et de fermeture ou de post-fermeture, le cas échéant;
- Individuellement par GES (CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, etc.);
- Additionnés pour tous les GES et exprimés en tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (t éq. CO₂). L'équivalent dioxyde de carbone est calculé à l'aide de la masse d'un GES donné, multipliée par son potentiel de réchauffement planétaire (PRP). Les PRP à utiliser pour réaliser la quantification des émissions de GES sont présentés au Tableau 3;
- En distinguant chacune des phases applicables du projet (construction, exploitation, fermeture);
- En distinguant les différentes catégories de sources d'émissions applicables (combustion mobile, combustion fixe, procédé, autres);
- En distinguant les émissions non biogéniques des émissions biogéniques de CO₂;
- En intensité d'émission (empreinte carbone) lorsque cela est utile ou requis dans un projet ou à des fins de comparaison avec d'autres projets similaires (ex. : émissions totales de GES par unité de production d'une industrie, émissions totales de GES par kilomètre de route construit, émissions de GES par passager-année pour le transport collectif).

³14 064-1 : Principes essentiels des inventaires de gaz à effet de serre pour les organisations

14 064-2 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des gaz à effet de serre

14 064-3 : Spécifications et lignes directrices pour la validation et la vérification des déclarations des gaz à effet de serre

Tableau 3. Potentiel de réchauffement planétaire des différents GES (5e rapport du GIEC)

Type de GES	Quantité (tonnes métriques)	Potentiel de réchauffement planétaire (sans unité)	Équivalent dioxyde de carbone (t éq. CO ₂)
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1	1	1
Méthane (CH ₄)	1	28	28
Oxyde nitreux (N ₂ O)	1	265	265
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	1	23 500	23 500
Trifluorure d'Azote (NF ₃)	1	16 100	16 100
Hydrofluorocarbures (HFC)	1	Peut varier de 4 à presque 12 400	Variable, selon les molécules considérées ⁴
Perfluorocarbures (PFC)	1	Peut varier de 6 000 à près de 12 000	Variable, selon les molécules considérées

Une liste complète des PRP des GES est présentée dans l'inventaire québécois des émissions de GES, mis à jour chaque année par le MELCCFP, et disponible à l'adresse suivante : www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/index.htm.

2.8 Intensité des émissions de GES

L'intensité des émissions de GES (IE) est une information qui revêt de plus en plus d'importance dans le domaine de la lutte contre les changements climatiques. L'IE permet par exemple de comparer l'empreinte carbone d'une technologie à celle d'une autre pour faire des choix plus éclairés dans une démarche d'atténuation des émissions de GES. L'IE s'avère pertinente dans plusieurs projets, surtout dans le secteur industriel. L'IE sera demandée par le MELCCFP lorsque pertinente et elle devra être calculée en employant l'équation 1.

Équation 1. Intensité des émissions de GES du projet

$$\text{Intensité des émissions de GES} = \frac{\text{Émissions nettes de GES}}{\text{Unités produites}}$$

Les termes « émissions nettes de GES » et « unités produites » de l'Équation 1. Intensité des émissions de GES du projet doivent correspondre aux émissions et à la production, à la capacité maximale du projet.

⁴ Environnement et Changement climatique Canada : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/orientation-quantification/potentiels-rechauffement-planetaire.html> .

Dans le tableau 4, quelques exemples d'unités d'IE par type de projet sont présentés.

Type de projet	Unités d'intensité des émissions de GES
Production de métaux	t éq. CO ₂ / tonne de métal produit
Production d'électricité	t éq. CO ₂ / GWh générés
Production de pétrole	t éq. CO ₂ / baril produit
Production de polystyrène	t éq. CO ₂ / tonne de polystyrène produit
Extraction de minerai	t éq. CO ₂ / tonne de minerai
Pipeline	t éq. CO ₂ / baril transporté
Gazoduc	t éq. CO ₂ / million de pieds cubes transportés

Pour certains types de projets, il se peut qu'il ne soit ni possible ni pertinent d'établir des IE; dans ces cas, sa détermination ne sera pas exigée.

3 Quantification des émissions de GES

Cette section présente les équations et les méthodes de calcul à appliquer pour évaluer les émissions de GES selon différentes sources d'émissions. Elles sont particulièrement pertinentes avant la réalisation d'une activité en l'absence de données réelles. L'aide-mémoire présenté à Annexe A – Aide-mémoire sur les sources d'émission de GES à considérer en fonction des secteurs permet de faire un repérage rapide des sources d'émissions de GES. Des liens hypertextes mènent directement aux équations.

NOTES IMPORTANTES

Il est possible d'utiliser d'autres méthodes de calcul que celles présentées dans cette section. Le cas échéant, elles doivent être justifiées, avec les références à l'appui, et reposer sur des hypothèses crédibles, raisonnables, transparentes et « conservatrices ».

Par ailleurs, nous réitérons que, dans le cas d'un projet assujéti au RDOCECA et au RSPÉDE, les méthodes de quantification prévues dans ces règlements ont préséance. Dans le cas de d'autres exercices de quantification, ces règlements peuvent servir de références acceptables.

3.1 Émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes

Les émissions de GES attribuables à la production d'énergie sous la forme d'électricité, de chaleur ou de vapeur par des systèmes de combustion fixes (ex. : fours, chaudières, génératrices, etc.) se calculent à l'aide de l'estimation de la quantité du type de combustible consommé et du facteur d'émission de GES correspondant à ce combustible (i), conformément à l'équation 2.

Équation 2. Émissions de GES attribuables à des sources de combustion fixes

$$\text{Émissions de gaz à effet de serre} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Quantité de combustible } i \text{ consommée} \times \text{Facteur d'émission}_i$$

Cette équation peut être utilisée pour tous les types de combustibles, y compris les combustibles dont la source est la biomasse.

Le tableau 5 présente les facteurs d'émission de GES des combustibles les plus utilisés.

Tableau 5. Facteurs d'émission de GES des combustibles						
Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Éq. CO ₂	PCS	Éq. CO ₂ (tonnes/GJ)
Gaz naturel	1926 g/m ³	0,037 g/m ³	0,033 g/m ³	1930 g/m ³	0,03986 GJ/m ³	0,048
Gaz naturel renouvelable (*Biog.)	1805 g/m ³	0,033 g/m ³	0,033 g/m ³	10 g/m ³	0,0364 GJ/m ³	0,0002
Éthane	986 g/l	0,024 g/l	0,108 g/l	1015 g/l	0,01722 GJ/l	0,059
Propane	1515 g/l	0,024 g/l	0,108 g/l	1544 g/l	0,02534 GJ/l	0,061
Butane	1747 g/l	0,024 g/l	0,108 g/l	1776 g/l	0,02534 GJ/l	0,070
Mazout léger	2753 g/l	0,006 g/l	0,031 g/l	2761 g/l	0,03835 GJ/l	0,072
Mazout lourd	3156 g/l	0,120 g/l	0,064 g/l	3176 g/l	0,04259 GJ/l	0,075
Diesel	2681 g/l	0,078 g/l	0,022 g/l	2689 g/l	0,03830 GJ/l	0,070
Essence	2307 g/l	0,100 g/l	0,02	2315 g/l	0,03345 GJ/l	0,069
Charbon anthraciteux	2382 g/kg	0,030 g/kg	0,02 g/kg	2388 g/kg	0,02770 GJ/kg	0,086
Charbon bitumineux	2222 g/kg	0,030 g/kg	0,02 g/kg	2228 g/kg	0,02837 GJ/kg	0,079
Charbon subbitumineux	1763 g/kg	0,030 g/kg	0,02 g/kg	1769 g/kg	0,01848 GJ/kg	0,096
Lignite	1462 g/kg	0,030 g/kg	0,02 g/kg	1468 g/kg	0,01629 GJ/kg	0,090
Coke de pétrole (raffinage)	3776 g/l	0,120 g/l	0,027 g/l	3837 g/l	0,04635 GJ/l	0,083
Coke de pétrole (de valorisation)	3494 g/l	0,120 g/l	0,023 g/l	3503 g/l	0,04057 GJ/l	0,086
Coke de charbon	3 173 g/kg	0,030 g/kg	0,020 g/kg	2486 g/kg	0,02883 GJ/kg	0,086
Bois et déchets de bois (industriel) (*Biog.)	1715 g/kg	0,100 g/kg	0,07 g/kg	21 g/kg	0,018 GJ/kg	0,0011
Bois et déchets de bois (résidentiel) (*Biog.)	1539 g/kg	12,90 g/kg	0,12 g/kg	393 g/kg	0,018 GJ/kg	0,022

Source : Coefficients d'émission adaptés de l'annexe 6 du Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie 2 du Canada.

3.2 Émissions attribuables aux systèmes de combustion mobiles

Les sources visées, y compris leur utilisation par des sous-traitants, sont :

- Tout équipement mobile généralement utilisé sur le site d'une installation ou d'un établissement pour le transport ou le déplacement de substances, de matériaux ou de produits;
- Tout équipement mobile (ex. : tracteur, grue, niveleuse, chargeuse-pelleteuse ou bouteur) utilisé pour réaliser les activités de construction, d'exploitation (ex. : activités de transbordement ou transport du minerai) ou de fermeture du projet;

- c. Les émissions attribuables au transport des matériaux entrants nécessaires à la construction et à l'exploitation;
- d. Les émissions attribuables au transport des matériaux d'excavation et de remblai sortants générées par la construction et l'exploitation;
- e. Les émissions attribuables aux équipements mobiles utilisés directement ou indirectement par certaines activités comme le transport des travailleurs, des matières premières ou des produits finis.

Les émissions attribuables aux systèmes de combustion mobiles sont estimées à partir de l'équation 3 pour chaque type de combustible (i). À noter que l'équation 3 est semblable à l'équation 2, mais que les facteurs d'émission diffèrent.

Équation 3. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements mobiles

$$\text{Émissions de gaz à effet de serre} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Quantité de carburant } i \text{ consommée} \times \text{Facteur d'émission}_i$$

Pour connaître les facteurs d'émission de GES associés aux carburants, se référer aux tableau 6 et tableau 7.

Tableau 6. Facteurs d'émission associés aux équipements mobiles de combustion				
Équipements mobiles	g CO₂/litre	g CH₄/litre	g N₂O/litre	g éq.CO₂/litre
Véhicules légers à essence				
Niveau 3	2307	0,11	0,007	2312
Niveau 2	2307	0,14	0,022	2317
Niveau 1	2307	0,23	0,47	2438
Niveau 0	2307	0,32	0,66	2491
Convertisseur catalytique d'oxydation	2307	0,52	0,20	2375
Système sans catalyseur	2307	0,46	0,028	2327
Camions légers à essence				
Niveau 3	2307	0,11	0,007	2312
Niveau 2	2307	0,14	0,022	2317
Niveau 1	2307	0,24	0,58	2467
Niveau 0	2307	0,21	0,66	2488
Convertisseur catalytique d'oxydation	2307	0,43	0,20	2372
Système sans catalyseur	2307	0,56	0,028	2330
Véhicules lourds à essence				
Catalyseur à trois voies	2307	0,068	0,20	2362
Système sans catalyseur	2307	0,29	0,047	2328
Sans dispositif	2307	0,49	0,084	2343
Motocyclettes				
Système sans catalyseur	2307	0,77	0,041	2339
Sans dispositif	2307	2,3	0,048	2384
Véhicules légers à moteur diesel				
Dispositif perfectionné	2681	0,051	0,22	2741
Dispositif à efficacité modérée	2681	0,068	0,21	2739
Sans dispositif	2681	0,10	0,16	2726
Camions légers à moteur diesel				
Dispositif perfectionné	2681	0,068	0,22	2741
Dispositif à efficacité modérée	2681	0,068	0,21	2739

Tableau 6. Facteurs d'émission associés aux équipements mobiles de combustion

Équipements mobiles	g CO ₂ /litre	g CH ₄ /litre	g N ₂ O/litre	g éq.CO ₂ /litre
Sans dispositif	2681	0,085	0,16	2726
Véhicules lourds à moteur diesel				
Dispositif perfectionné	2681	0,11	0,151	2724
Dispositif à efficacité modérée	2681	0,14	0,082	2707
Sans dispositif	2681	0,15	0,075	2705
Véhicules au gaz naturel	1,9	0,0088	0,00006	2
Véhicules au propane	1515	0,64	0,028	1540
Véhicules hors route				
Véhicules hors route à essence 2 temps	2307	10,56	0,013	2606
Véhicules hors route à essence 4 temps	2307	5,08	0,064	2466
Véhicules hors route diesel <19kW	2681	0,073	0,022	2689
Véhicules hors route diesel ≥19kW, niveau 1-3	2681	0,073	0,022	2689
Véhicules hors route diesel ≥19kW, niveau 4	2681	0,073	0,227	2743
Véhicules au gaz naturel	1,9	0,0088	0,00006	2
Transport ferroviaire				
Trains alimentés au diesel	2681	0,15	1,029	2958
Transport aérien				
Essence d'aviation	2325	2,19	0,23	2447
Carburéacteur	2560	0,018	0,071	2579
Transport maritime				
Bateaux à essence	2307	0,219	0,063	2339
Navires à moteur diesel	2681	0,252	0,072	2707
Navires au mazout léger	2753	0,255	0,073	2779
Navires au mazout lourd	3156	0,2856	0,0816	3186
Kérosène	2560	0,2471	0,0706	2586

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.1-15 – Coefficients d'émissions pour les sources de combustion mobiles.

Tableau 7. Facteurs d'émission associés aux biocarburants

Biocarburants liquides	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques	
	Facteur d'émission (g CO ₂ /litre)	Facteur d'émission (g CH ₄ /litre)	Facteur d'émission (g N ₂ O/litre)
Éthanol (100 %)	1508	0,14	0,022
Biodiesel (100 %)	2472	0,11	0,151
Biocarburants gazeux	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques	
	Facteur d'émission (g CO ₂ /m ³)	Facteur d'émission (g CH ₄ /m ³)	Facteur d'émission (g N ₂ O/m ³)
Biogaz	1887	0,037	0,033

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.1-15 – Coefficients d'émissions pour les sources de combustion mobiles.

** Aux conditions standards de température et de pression

Pour ce qui est des émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements mobiles hors route, il est aussi possible d'estimer la consommation de combustibles à partir du facteur BSFC⁵, qui représente la consommation de diesel des équipements par puissance (HP) et par heure d'utilisation. Ce facteur est exprimé en livres de diesel par HP et par heure et peut être déterminé à partir des tableaux A4, C1 et C2 du

⁵ Brake-Specific Fuel Consumption. <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P10005BI.PDF?Dockey=P10005BI.PDF>.

document « Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-Compression-Ignition in MOVES201X », publié par la United States Environmental Protection Agency (USEPA)⁶.

3.3 Émissions de GES indirectes attribuables à la consommation d'énergie électrique

Les émissions annuelles de GES indirectes attribuables à la consommation électrique (en réseau) peuvent être déterminées à partir de la consommation annuelle d'électricité et du facteur d'émission de GES associé à la production d'électricité au Québec. Le tableau A13-6 du Rapport d'inventaire national d'Environnement et Changement climatique Canada⁷ indique les grammes d'équivalent CO₂ émis par kilowattheure d'électricité générée au Québec. Comme les rapports d'inventaire sont annuels, les facteurs à utiliser doivent être les plus récents.

Si l'électricité provient d'une centrale thermique, les émissions de GES peuvent aussi être calculées à partir de la consommation annuelle d'électricité prévue et de l'intensité des émissions de GES (en grammes d'équivalent CO₂ par kilowattheure) de la centrale.

3.4 Émissions de GES attribuables aux procédés industriels

Le [RDOCECA](#) est la principale référence pour la quantification des émissions de GES du secteur industriel. Pour rappel, voir la mise en garde formulée en introduction sur la présence des normes et méthodes prescrites par ce règlement.

Le tableau 8 présente la liste des protocoles du RDOCECA applicables à la quantification des émissions de GES pour différentes activités émettrices en cours de réalisation. Le tableau présente également, à titre d'information, les principales sources d'émissions (liste non exhaustive) associées à ces activités.

Si aucun des protocoles du tableau n'est applicable au type de procédé ou à l'équipement utilisé, d'autres méthodes de quantification des émissions de GES doivent être utilisées. Le cas échéant, il faut préciser la méthodologie et les calculs détaillés et fournir les références à l'appui. Les méthodes de quantification doivent être fiables, reconnues et vérifiables.

Tableau 8. Protocoles de quantification des émissions de GES pour certains secteurs industriels visés par le RDOCECA

Secteur	Protocole du RDOCECA	Description et principales sources de GES ^{8 9 10 11 12}
Production d'aluminium	QC.3	Dans le procédé de production de l'aluminium primaire (Hall-Heroult), les émissions de GES varieront en fonction des différentes technologies (relativement aux anodes et à l'alimentation en alumine) : anodes précurtées à piquage central, anodes précurtées à piquage périphérique, Søderberg à

⁶ Ibid

⁷ Rapport d'inventaire national 1990-2022- Partie 3, tableau A13-6 Données sur la production d'électricité et les émissions de gaz à effet de serre pour le Québec.

⁸ RDOCECA et Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC 2006).

⁹ GIEC, 2006. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/3_Volume3/V3_3_Ch3_Chemical_Industry.pdf

¹⁰ GIEC, 2006. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/3_Volume3/V3_4_Ch4_Metal_Industry.pdf

¹¹ GIEC 2006. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/3_Volume3/V3_2_Ch2_Mineral_Industry.pdf

¹² GIEC, 2006. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/3_Volume3/V3_6_Ch6_Electronics_Industry.pdf

Tableau 8. Protocoles de quantification des émissions de GES pour certains secteurs industriels visés par le RDOCECA

Secteur	Protocole du RDOCECA	Description et principales sources de GES ^{8 9 10 11 12}
		goujons horizontaux et Søderberg à goujons verticaux. Au Québec, les deux dernières technologies n'existent plus. Les émissions de GES les plus significatives sont : i) Les émissions de CO ₂ issues de la consommation d'anodes de carbone dans la réaction convertissant l'oxyde d'aluminium en aluminium métallique; ii) Les émissions de PFC de CF ₄ et C ₂ F ₆ pendant les effets d'anode.
Production de ciment	QC.4	La pierre calcaire (CaCO ₃), la dolomie (CaMg(CO ₃) ₂) et les autres carbonates (ex. : MgCO ₃ et FeCO ₃) sont des matières premières de base ayant des applications commerciales notamment dans la production de ciment, de chaux et de verre. Les carbonates sont aussi consommés, notamment, dans la métallurgie (ex. : sidérurgie et métallurgie), l'agriculture et la construction. La calcination des carbonates à haute température rejette du CO ₂ .
Entreposage de charbon	QC.5	Le gaz de charbon est principalement constitué de CH ₄ qui est piégé au cœur de la matrice solide du charbon. Par conséquent, lors de l'entreposage, du CH ₄ s'échappe passivement et sa magnitude dépend de la quantité entreposée et de la provenance du charbon.
Production d'hydrogène	QC.6	L'hydrogène est produit majoritairement à partir de sources d'énergie par reformage de combustibles fossiles (gaz naturel, hydrocarbures liquides et charbon). Par conséquent, sa production constitue une source non négligeable d'émissions de GES. Toutefois, la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est exclue des calculs.
Production de fer et d'acier	QC.7	La production sidérurgique (obtention de fonte, de fer et d'acier à partir de minerai de fer) génère des émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O.
Production de chaux	QC.8	Voir QC.4.
Raffinerie de pétrole	QC.9	Les sources visées sont tous les procédés utilisés pour la production d'essence, d'hydrocarbures aromatiques, de kérosène, de mazout léger et lourd, de diesel, de lubrifiants, de bitume ou d'autres produits obtenus par distillation du pétrole ou par redistillation, craquage, réarrangement ou reformage de dérivés du pétrole.
Fabrication de pâtes et papiers	QC.10	Les sources visées sont les émissions de GES liées : <ul style="list-style-type: none"> • à l'utilisation d'équipements fixes de combustion; • à la combustion de la biomasse; • à la production d'électricité; • au traitement anaérobie des eaux usées. À noter que le protocole QC.10 sert à recueillir certaines informations et ne comporte pas de méthodes de calcul. Le protocole fait référence à d'autres protocoles pour le calcul des émissions.
Production de carbonate de sodium	QC.11	Le carbonate de sodium (Na ₂ CO ₃) est utilisé comme matière première dans un grand nombre d'industries, notamment la fabrication du verre, des savons, des détergents et des pâtes et papiers. Les GES émis sont du CO ₂ et l'émissivité varie en fonction du type de procédé.
Fabrication de produits pétrochimiques	QC.12	L'industrie pétrochimique utilise des combustibles fossiles primaires (gaz naturel, pétrole, charbon) et d'autres produits dérivés du pétrole pour des besoins non combustibles, c'est-à-dire non énergétiques.

Tableau 8. Protocoles de quantification des émissions de GES pour certains secteurs industriels visés par le RDOCECA

Secteur	Protocole du RDOCECA	Description et principales sources de GES ^{8 9 10 11 12}
Production d'acide adipique	QC.13	L'acide adipique est utilisé dans la fabrication de plusieurs produits, notamment des fibres synthétiques (nylon), des revêtements, des plastiques, des mousses d'uréthane et des lubrifiants synthétiques. L'acide adipique est une source significative de N ₂ O.
Production de plomb	QC.14	Les principaux procédés de production primaire du plomb (agglomération/fonte et fusion directe) impliquent la combustion dans des fours. Les deux procédés génèrent du CO ₂ non énergétique (ex. : utilisation d'agents réducteurs comme le coke métallurgique et le gaz naturel). La production secondaire de plomb (recyclage) génère aussi du CO ₂ .
Production de zinc	QC.15	Différents procédés de production de zinc primaire (ex. : électrothermie, pyrométallurgie et hydrométallurgie) impliquent de la combustion. Ces procédés émettent du CO ₂ non énergétique (ex. : utilisation d'agents réducteurs comme le coke métallurgique et le gaz naturel).
Production de nickel et de cuivre	QC.18	Les procédés visés sont ceux liés à l'élimination des impuretés présentes dans le concentré de nickel ou de cuivre par l'ajout de réactifs carbonatés, à l'extraction des métaux présents notamment dans les minerais oxydés à l'aide d'agents réducteurs servant à l'épuration des scories, à la consommation d'électrodes dans les fours à arc électrique et à l'élimination de matières premières contenant du carbone, telles que les matières premières recyclées.
Production de ferroalliages	QC.19	Les ferroalliages sont des alliages concentrés de fer et d'un ou plusieurs autres métaux tels que le manganèse, le silicium, le chrome, le molybdène, le vanadium ou le tungstène. La production de ferroalliages implique un procédé de réduction métallurgique qui a pour résultat des émissions de CO ₂ significatives.
Production de magnésium	QC.20	Le magnésium primaire peut être produit par électrolyse ou par réduction thermique. Les matières premières utilisées sont notamment la dolomite, la magnésite et la serpentine. Le traitement de matières premières relâchera du CO ₂ . La production et le moulage de tout métal de magnésium nécessitent un système de protection pour éviter la combustion, et certains de ces systèmes utilisent du SF ₆ , un GES dont le potentiel de réchauffement planétaire est environ 23 000 fois plus élevé que celui du CO ₂ .
Production d'acide nitrique	QC.21	L'acide nitrique (HNO ₃) est utilisé comme matière première, principalement dans la fabrication d'engrais à base d'azote, dans la production d'acide adipique et d'explosifs (ex. : dynamite), ainsi que dans la gravure de métaux et le traitement de métaux ferreux. La production d'acide nitrique (HNO ₃) peut être une source significative d'émissions de N ₂ O.
Production d'acide phosphorique	QC.22	L'acide phosphorique est généralement produit par la réaction entre la roche phosphatée et de l'acide sulfurique. Additionnellement, une deuxième réaction se produit entre les carbonates présents dans le minerai (principalement du carbonate de calcium) et de l'acide sulfurique libérant du CO ₂ . La quantité de carbonates présente dans le minerai dépend de la région d'où le minerai est prélevé.
Production d'ammoniac	QC.23	La production d'ammoniac (NH ₃) requiert une source d'azote (N) et d'hydrogène (H). La majeure partie de la production d'ammoniac est faite à partir de gaz naturel (principalement de méthane [CH ₄]).
Transport et distribution	QC.24	L'hexafluorure de soufre (SF ₆) est utilisé pour l'isolation électrique et l'interruption de courant dans l'équipement utilisé pour la transmission et la

Tableau 8. Protocoles de quantification des émissions de GES pour certains secteurs industriels visés par le RDOCECA

Secteur	Protocole du RDOCECA	Description et principales sources de GES ^{8 9 10 11 12}
d'électricité et utilisation d'équipements de production d'électricité		distribution de l'électricité. Le SF ₆ et CF ₄ peuvent être également utilisés dans les postes électriques, les disjoncteurs et les lignes de haute tension. Les émissions de GES se produisent à chaque phase du cycle de vie de l'équipement, y compris la fabrication, l'installation, l'utilisation, la maintenance et la mise au rebut.
Utilisation de carbonates	QC.25	Voir QC.4.
Production de verre	QC.26	Les principales matières premières de verre qui émettent du CO ₂ pendant le procédé de fonte sont la pierre calcaire (CaCO ₃) et la dolomie (CaMg(CO ₃) ₂), deux carbonates, ainsi que la cendre de soude (Na ₂ CO ₃). Voir aussi QC.4.
Fabrication de matériel électronique	QC.28	Les principaux GES émis par cette industrie sont le NF ₃ (17 200 fois plus puissant que le CO ₂ en termes de potentiel de réchauffement planétaire), le SF ₆ (près de 23 000 fois plus puissant que le CO ₂) et les PFC (de 7 000 à près de 18 000 fois plus puissants que le CO ₂) qui sont utilisés à des étapes importantes de la fabrication d'appareils électroniques (gravure par plasma et nettoyage de dépôts chimiques).
Transport et distribution de gaz naturel (procédés et équipements)	QC.29	Les sources visées sont : <ul style="list-style-type: none"> • la compression du gaz naturel aux fins de transport terrestre; • le stockage souterrain de gaz naturel; • le stockage de gaz naturel liquéfié (GNL); • l'importation et l'exportation de GNL; • les pipelines de transport de gaz naturel; • la distribution de gaz naturel, laquelle comprend tout équipement en aval des soupapes d'arrêt des pipelines de transport où s'effectue, pour la première fois, une réduction de la pression, en vue de la livraison du gaz naturel aux consommateurs.
Production de dioxyde de titane ¹⁹	QC.31	Le dioxyde de titane (TiO ₂) est utilisé principalement dans la fabrication de peinture, puis pour celle du papier, des plastiques, du caoutchouc, etc. Les émissions de TiO ₂ de CO ₂ sont associées au procédé par réaction chimique.
Production de scories de dioxyde de titane à partir de la réduction de l'ilménite et traitement de fonte liquide ¹⁹	QC.32	Les scories de dioxyde de titane servent de matière pour la production de dioxyde de titane (TiO ₂) (voir QC.31). Les émissions de CO ₂ sont principalement attribuables à la réduction de l'ilménite à partir de charbon.
Exploration et exploitation de pétrole et de gaz naturel et traitement du gaz naturel	QC.33	Ces sources d'émissions de GES sont liées aux procédés et aux équipements utilisés lors de l'exploration et de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel en milieu aquatique et terrestre.
Production de poudres de fer et d'acier	QC.34	Ces sources d'émissions de GES sont liées aux procédés : <ul style="list-style-type: none"> • d'atomisation de la fonte liquide; • de décarburation de la poudre de fer; • de mise en nuance de l'acier; • de recuit de la poudre d'acier.

Source : RDOCECA et Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC 2006).

3.5 Émissions de GES attribuables à l'exploitation minière et aux procédés de transformation des minerais

Le secteur minier a des particularités qui doivent être prises en compte dans la quantification des émissions de GES. Parmi ces particularités, notons la localisation en milieu non desservi par le réseau électrique principal. Si l'électricité est produite par un parc de génératrices ou par une centrale thermique, les émissions de GES peuvent être calculées à partir de la consommation annuelle d'électricité prévue et de l'intensité des émissions de GES (en grammes d'équivalent CO₂ par kilowattheure) de cette production électrique. Si l'électricité provient du réseau électrique principal, les émissions peuvent être calculées à partir de [l'équation présentée à la section sur les émissions indirectes attribuables à la consommation d'énergie électrique](#).

Pour ce qui est des émissions de GES attribuables à l'utilisation des équipements de combustion fixes, elles peuvent être calculées à partir de l'équation présentée [à la section sur les systèmes de combustion fixes](#). Le calcul des émissions de GES attribuables au transport du minerai vers l'usine de transformation peut être réalisé à partir de [l'équation présentée à la section sur les systèmes de combustion mobiles](#). Le calcul des émissions liées à l'utilisation d'explosifs est présenté à la [section 3.8](#).

Par ailleurs, certains procédés de transformation de minerais varient selon le type de minerai et ont des spécificités qui sont présentées ci-après. Les sections qui suivent présentent deux procédés de transformation (production de boulettes de fer et utilisation de carbonates), dont les sources et méthodologies de quantification sont basées sur le RDOCECA. La troisième section porte sur les procédés de transformation de minerais qui ne sont pas visés par un protocole spécifique du RDOCECA.

3.5.1 Calcul des émissions de GES attribuables à la production de boulettes de fer

Pour calculer les émissions de GES de procédés attribuables à la production de boulettes de fer, le protocole QC.7 (« Production de fer et d'acier ») du RDOCECA peut être utilisé.

3.5.2 Calcul des émissions de GES attribuables à l'utilisation de carbonates dans un procédé

Les émissions de GES provenant de ce procédé se produisent principalement dans le four à chaux où les carbonates (matières premières à base de calcaire [CaCO₃, MgCO₃]) sont calcinés à haute température pour produire de la chaux vive (CaO) ou de la chaux dolomitique (CaO-MgO). Cette réaction de calcination engendre des émissions de CO₂¹³.

Pour estimer les émissions de GES attribuables à ce procédé, le protocole QC.25 du RDOCECA peut être utilisé.

3.5.3 Autres émissions de GES attribuables à la transformation des minerais

Pour calculer les émissions de GES attribuables à la transformation de minerais autres que celles mentionnées, les méthodologies de quantification du RDOCECA peuvent être utilisées, notamment les protocoles QC.14, QC.15, QC.18, QC.19 et QC.32.

¹³ ECCC, 2004. Guide pour l'estimation des émissions de GES. <http://publications.gc.ca/collections/Collection/En49-2-9-5F.pdf>

3.5.4 Coefficients d'émission de GES attribuables à la production de quelques produits minéraux d'utilisation fréquente

Afin de pouvoir estimer les émissions de GES provenant de la production ou de l'utilisation de certains produits minéraux, le tableau 9 présente les coefficients d'émission à utiliser.

Tableau 9. Coefficients d'émission de GES de certains produits minéraux		
Catégories	Produit minéral	Coefficient d'émission (g éq CO ₂ /kg de produit)
Production de ciment	Clinker	520 – 533
	Carbone organique total (COT)	10,6 – 12,2
Production de chaux	Chaux à forte teneur en calcium	751 – 756
	Chaux dolomitique	869 – 889
Autres utilisations de calcaire et de dolomite	Calcaire	418 – 425
	Dolomite	458 – 468
Autres utilisations de carbonate de sodium	Carbonate de sodium	415
Production de magnésite non métallurgique	Magnésite	522

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.2-1 – Étendue des coefficients d'émissions pour les produits minéraux.

3.5.5 Coefficients d'émission de GES pour l'industrie sidérurgique

Les coefficients d'émission du CO₂ pour l'industrie de la sidérurgie ainsi que la teneur en carbone de certains aciers et fontes sont présentés aux tableau 10 et tableau 11.

Tableau 10. Coefficients d'émission du CO ₂ pour l'industrie de la sidérurgie		
Paramètre	Coefficient d'émission	Unités
Réduction du minerai de fer par du coke	3,1 – 3,3	t CO ₂ / t de coke utilisé
Consommation des électrodes des FEA	4,5 – 7,7	kg CO ₂ / t d'acier
Émissions des fours à oxyde basique	0,14 – 0,23	kg CO ₂ / t d'acier
Utilisation de calcaire	418 – 425	kg CO ₂ / t de CaCO ₃
Utilisation de dolomite	458 – 468	kg CO ₂ / t de MgCO ₃

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.2-6 – Coefficients d'émissions du CO₂ pour l'industrie de la sidérurgie

Tableau 11. Teneurs en carbone de certains aciers et fontes	
Paramètre	Teneur en carbone (%)
Fonte brute (production de fonte brute) de hauts fourneaux	4,4 – 4,7
Fonte brute (y compris le métal chaud, la fonte froide, le FRD et la fonte brute) pour la production d'acier	3,4 – 3,9
Acier brut produit dans des CBO	0,1 – 0,13
Acier brut produit dans des FEA	0,14 – 0,26
Mitrailles d'acier	0,1 – 0,9

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.2-7 – Teneur en carbone pour l'industrie sidérurgique

3.5.6 Coefficients d'émission de GES pour la production d'aluminium

Les coefficients d'émission de niveau 1 pour la production d'aluminium sont présentés au tableau 12.

Type de technologie	Coefficient d'émission (kg/t de produit)		
	CO ₂	Perfluorométhane (CF ₄) ^(a)	Perfluoroéthane (C ₂ F ₆) ^(b)
Anode précurée du côté de la cellule	1 600	1,6	0,4
Anode précurée du centre de la cellule	1 600	0,4	0,04
Söderberg – Gougeon horizontal	1 700	0,4	0,03
Söderberg – Gougeon vertical	1 700	0,8	0,04

Source des données : International Aluminium Institute (2006)

a) PRP du CF₄ = 7 390¹⁵

b) PRP du C₂F₆ = 12 200¹⁶

3.6 Émissions de GES attribuables à la production et à l'utilisation d'hydrogène

3.6.1 Production et utilisation d'hydrogène

Tel qu'il est mentionné au Tableau 8, un producteur industriel d'hydrogène établi au Québec est tenu de réaliser sa déclaration annuelle d'émissions de GES conformément au protocole QC.6 du RDOCECA. Ce calcul des émissions de GES peut être fait, soit par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, soit par un bilan de masse complet de l'usine de production.

Pour ce qui est de la quantification des émissions de GES provenant de l'hydrogène acquis et utilisé comme carburant, combustible ou matière première, il est suggéré d'utiliser l'équation 4 ci-après.

Équation 4. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'hydrogène

$$E_{GES_{H2}} = Q_{H2} \times FE_{H2}$$

Où :

$E_{GES_{H2}}$ = Émissions de GES associées à l'utilisation d'hydrogène comme carburant, combustible ou matière première, exprimées en tonnes d'équivalent CO₂;

Q_{H2} = Quantité d'hydrogène consommée, en tonnes;

FE_{H2} = Facteur d'émission de GES associé à la production d'hydrogène, en tonnes d'équivalent CO₂ par tonne d'hydrogène.

Les facteurs d'émission de GES pour les différents types de procédés de production d'hydrogène sont présentés au tableau 13.

¹⁴ International Aluminium Institute. 2006. The aluminium sector greenhouse gas protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol).

¹⁵ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/tableaux.htm>

¹⁶ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/tableaux.htm>

Tableau 13. Facteurs d'émission de GES par type de procédé		
Type de procédé de production d'hydrogène		FE (t éq. CO ₂ / t H ₂)
Reformage de méthane à la vapeur d'eau (RMV)		10
Reformage autothermique (RAT)		8,98
RMV avec captage et séquestration du CO ₂ (RMV-CSC)		5
RAT avec captage et séquestration du CO ₂ (RAT-CSC)		0,45
Électrolyse	Québec	0,075
	Alberta	33,5
	Colombie-Britannique	0,985
	Île-du-Prince-Édouard	0,1
	Manitoba	0,065
	Nouveau-Brunswick	13,5
	Nouvelle-Écosse	38
	Ontario	1,5
	Saskatchewan	35,5
	Terre-Neuve-et-Labrador	1,4
	Territoires du Nord-Ouest	10
Yukon	5,65	

Source : Guide technique relatif à l'évaluation stratégique des changements climatiques – Gouvernement du Canada – Août 2021.

3.6.2 Évolution des connaissances sur l'hydrogène

En 2020, 95 % de la production mondiale d'hydrogène est composée par de l'hydrogène gris, c'est-à-dire produit par reformage de combustibles fossiles (principalement le méthane et le charbon). L'hydrogène produit est utilisé à 25 % dans les raffineries, à 65 % dans la production d'ammoniac et à 10 % dans divers secteurs industriels, dont la sidérurgie^{17 18}.

Dans le cadre de la transition climatique, certains voient un grand potentiel pour l'hydrogène dans des usages en transport lourd. L'hydrogène vert, produit à partir de l'électrolyse de l'eau, pourrait aussi être substitué à l'hydrogène gris dans les usages industriels. Cependant, les connaissances sur les impacts de cette filière évoluent rapidement et il importe de présenter les principales interventions des scientifiques à ce sujet.

Le GIEC¹⁹ considère la filière de l'hydrogène à l'intérieur du portefeuille d'options énergétiques pour atténuer les émissions de GES. Cependant, l'organisme évoque un potentiel impact indirect des émissions d'hydrogène sur l'augmentation de l'effet de serre, tout en précisant que les avancées scientifiques ne sont pas suffisamment documentées pour le moment.

¹⁷ Transition énergétique Québec, 2020. Étude sur le potentiel de la filière de l'hydrogène au Québec dans la transition énergétique (webinaire). https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/expertises/PPT_webinaire_H2_20200714.pdf

¹⁸ Polytechnique Montréal, 2020. Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique, volet A : portrait régional, canadien et international actuel de l'économie de l'hydrogène. https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/expertises/Etude_hydrogene_Volet_A.pdf.

¹⁹ GIEC, 2021. Changement climatique 2021 : la base de la science physique. Rapport de synthèse AR6 : Changement climatique 2022 — GIEC (ipcc.ch) et

Selon d'autres experts, l'hydrogène est un gaz à effet de serre indirect. Par une série de réactions chimiques, il ralentirait la destruction de certains gaz à effet de serre dans l'atmosphère comme le méthane, ce qui accélérerait le réchauffement climatique. Les émissions fugitives d'hydrogène seraient alors un problème et il serait impératif de bien les contrôler, sans quoi les gains attendus de l'utilisation de l'hydrogène pourraient être annulés. Bien que l'ensemble de la communauté scientifique ne soit pas d'accord, certains auteurs attribuent à l'hydrogène un potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans entre 11 et 15, par comparaison à 1 pour le CO₂. Par ailleurs, plusieurs questionnent le bilan énergétique de la production d'hydrogène sur le cycle de vie, qu'ils considèrent très énergivore, y compris celle de l'hydrogène vert^{20 21 22 23 24 25}.

En l'occurrence et par principe de précaution, il y a lieu de tenir compte de l'évolution des connaissances touchant les impacts de l'hydrogène sur les changements climatiques dans le cadre de la réalisation de projets en lien avec cette filière et de se réajuster au besoin. Il pourrait arriver, dans certains cas, qu'une évaluation des émissions indirectes en amont ou qu'une analyse du cycle de vie soit requise pour déterminer l'empreinte carbone du projet et son effet réel dans la lutte contre les changements climatiques.

3.7 Émissions de GES attribuables à la production de certains produits chimiques

Le tableau 14 présente les coefficients d'émission de GES attribuables à la production de certains produits chimiques employés fréquemment.

Tableau 14. Coefficients d'émission de GES pour la production de certains produits chimiques		
Produit chimique	Coefficient d'émission	Commentaires
Ammoniac	671 m ³ de gaz naturel par tonne d'ammoniac	Les coefficients d'émission du gaz naturel sont présentés au tableau 5
Acide nitrique	0,554 kg N ₂ O / t	Moyenne pondérée du secteur en 2022
Acide adipique	300 kg N ₂ O / t	Réaction d'oxydation du mélange de cyclohexanone et de cyclohexanol sans assainissement de N ₂ O
Carbure de silicium	11,6 kg CH ₄ / t	Valeur par défaut GIEC
Carbure de silicium	4,8 kg CH ₄ / t	Obtenu à partir des coefficients d'émission du CH ₄ pour le carbure de silicium et le ratio des coefficients d'émission par défaut du GIEC du CO ₂ pour le carbure de calcium et le carbure de silicium
Carbone noir	1,29 kg CH ₄ / t 0,032 kg N ₂ O / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur
Éthylène	0,411 t CO ₂ / t 0,039 kg CH ₄ / t 0,0055 kg N ₂ O / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur
Bichloroéthane	0,0142 kg CH ₄ / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur
Oxyde d'éthylène	0,5202 t CO ₂ / t 1,79 kg CH ₄ / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur
Styrène	4 kg CH ₄ / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur

²⁰ Warwick N. et coll., Avril 2022. Atmospheric implications of increased Hydrogen use. [Atmospheric implications of increased hydrogen use \(publishing.service.gov.uk\)](https://publishing.service.gov.uk).

²¹ US Environmental Defense Fund, 2022. [Propre ou sale : l'hydrogène est-il la solution énergétique respectueuse du climat dont nous avons besoin ? | Fonds de défense de l'environnement \(edf.org\)](https://www.edf.org/article/we-need-talk-about-hydrogen)

²² US Environmental Defense Fund, 2022. <https://www.edf.org/article/we-need-talk-about-hydrogen>

²³ European Geosciences Union, Chimie et physique de l'atmosphère, 2022. [ACP - Conséquences climatiques des émissions d'hydrogène \(copernicus.org\)](https://www.copernicus.org/)

²⁴ [L'hydrogène est-il la solution à nos problèmes énergétiques ? \(futura-sciences.com\)](https://www.futura-sciences.com/)

²⁵ École des Hautes Études commerciales (HEC), 2022. État de l'énergie au Québec. [EEQ2022_web.pdf \(hec.ca\)](https://www.hec.ca/)

Méthanol	0,790 t CO ₂ / t 0,031 kg CH ₄ / t 0,010 kg N ₂ O / t	Moyenne pondérée à l'échelle du secteur
Production de HCFC-22	0,04 t HFC-23 rejetées par t HCFC-22 produite	GIEC (2006)
Urée	0,733 t CO ₂ / t	Valeur par défaut du GIEC

Source : Adapté du Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.2 – 2, A2.2-3 et A6.2-4

3.8 Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'explosifs

Les explosifs émettent des GES lors de la détonation. Les explosifs peuvent être utilisés dans une multitude de projets dont les projets miniers, routiers ou d'infrastructures de transport (ports, aéroports, etc.).

Les émissions de GES attribuables à l'utilisation d'explosifs peuvent être calculées à partir de l'équation 5²⁶.

Équation 5. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'explosifs sans facteur d'émission spécifique

$$E_{CO_2_Exp} = \sum_{n=1}^{n=12} 3,664 \times (FFexp_n \times CC_n) \times 0,001$$

Où :

$E_{CO_2_Exp}$ = Émissions annuelles de CO₂ dues à la consommation de combustibles fossiles utilisés dans les explosifs, exprimées en tonnes par année;

$FFexp_n$ = Masse de combustible fossile contenue dans les explosifs utilisés dans le mois n , exprimée en kilogrammes de combustible;

CC_n = Contenu en carbone moyen du combustible fossile utilisé dans l'explosif au mois n , exprimé en kilogrammes de carbone par kilogramme de combustible fossile;

n = Mois;

3,664 = Ratio de poids moléculaire du CO₂ par rapport au carbone;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Pour certains explosifs utilisés couramment, il existe des facteurs d'émission de CO₂ spécifiques. Le tableau 15 présente ces facteurs d'émission.

Tableau 15. Facteurs d'émission de CO ₂ pour certains explosifs	
Type d'explosif	FE (tonne CO ₂ / tonne d'explosif)
ANFO	0,17
Heavy ANFO	0,18
Émulsion	0,17

Source : National Greenhouse Accounts (NGA) Factors. Updating and replacing the AGO Factors and Methods Workbook. Australian Government. Department of Climate Change. January 2008. [National Greenhouse Accounts \(NGA\) Factors](#)

²⁶ A Guidance Document for Reporting Greenhouse Gas Emissions for Large Industry in Newfoundland and Labrador. Government of Newfoundland and Labrador. Office of Climate Change. Mars 2017. [greenhouse-gas-data-ghg-reporting-guidance-document.pdf \(gov.nl.ca\)](#)

Par conséquent, si le facteur d'émission de CO₂ de l'explosif est connu, les émissions de GES associées à leur utilisation peuvent être calculées très facilement à partir de l'Équation 6.

Équation 6. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'explosifs avec facteur d'émission spécifique

$$E_{CO_2_Exp} = M_{Exp} \times FE_{Exp}$$

Où :

$E_{CO_2_Exp}$ = Émissions annuelles de CO₂ dues à la consommation de combustibles fossiles utilisés dans les explosifs, exprimées en tonnes;

M_{Exp} = Masse d'explosif utilisé en tonnes;

FE_{Exp} = Facteur d'émission de CO₂ de l'explosif, en tonnes de CO₂ par tonne d'explosif.

3.9 Émissions de GES attribuables aux émissions fugitives d'hexafluorure de soufre et de perfluorocarbures

Les émissions de SF₆ attribuables à la production de magnésium sont traitées à la [section sur les procédés industriels](#). Cette activité est visée par un protocole de quantification dans le RDOCECA (QC.20).

Les émissions d'hexafluorure de soufre (SF₆) et de perfluorocarbures (PFC) dont il est question ici sont plutôt associées au transport et à la distribution d'électricité. L'impact de ces émissions est principalement dû au fait que les émissions sont fugitives (donc difficiles à contrôler) et aux potentiels de réchauffement planétaire élevés de ces substances. Le potentiel de réchauffement du SF₆ est près de 23 000 fois supérieur à celui du CO₂ et celui des PFC peut être près de 18 000 fois supérieur à celui du CO₂. L'autre enjeu est le fait que ces gaz ont remplacé des substances délétères (telles que les biphényles polychlorés, c'est-à-dire les BPC) et qu'il n'y a pas encore, à ce jour, de solution de remplacement moins émissive. Dans l'optique où la sécurité énergétique est essentielle, la connaissance des impacts de ces substances, l'application de bonnes pratiques, la recherche et le développement s'avèrent des options souhaitables.

Lors de l'opération des équipements de transport et de distribution d'électricité, des émissions fugitives de SF₆ ou de PFC peuvent survenir en relation avec :

- les opérations de manutention et de transfert de gaz;
- l'exploitation des équipements;
- une panne mécanique des équipements.

Pour calculer les émissions fugitives de SF₆ ou de PFC attribuables à la distribution d'électricité, il est possible d'utiliser la méthodologie de l'Association canadienne de l'électricité²⁷ basée sur les facteurs d'émission, conformément aux équations ci-après.

²⁷ Environnement Canada. Association canadienne de l'électricité. *Annexe A : Protocole d'estimation et de déclaration des émissions de SF₆ pour les services d'électricité* (version finale). Page 32. http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/ec/En4-229-2008-fra.pdf

Équation 7. Estimation des émissions de GES attribuables aux équipements contenant du SF₆ utilisés pour le transport et la distribution d'électricité

$$E_{SF_6} = (0,01 \times Cht_{SF_6} + 0,7 \times ChiSF6_{EMR}) \times PRP_{SF_6} \times 0,001$$

Où :

E_{SF6} = Émissions de GES attribuables à l'utilisation de SF₆, exprimées en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

Cht_{SF6} = Charge totale de SF₆ dans les équipements existants pendant l'année t, exprimée en kilogrammes de SF₆ par année;

ChiSF6_{EMR} = Charge initiale de SF₆ dans les équipements mis au rebut, exprimée en kilogrammes de SF₆ par année;

PRP_{SF6} = Potentiel de réchauffement planétaire du SF₆ ;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Équation 8. Estimation des émissions de GES attribuables aux équipements contenant des PFC utilisés pour le transport et la distribution d'électricité

$$E_{PFC} = (0,01 \times Cht_{PFC} + 0,7 \times ChiPFC_{EMR}) \times PRP_{PFC} \times 0,001$$

Où :

E_{PFC} = Émissions de GES attribuables à l'utilisation de PFC, exprimées en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

Cht_{PFC} = Charge totale de PFC dans les équipements existants pendant l'année t, exprimée en kilogrammes de PFC par année;

ChiPFC_{EMR} = Charge initiale de PFC dans les équipements mis au rebut, exprimée en kilogrammes de PFC par année;

PRP_{PFC} = Potentiel de réchauffement planétaire du PFC;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Comme la méthodologie décrite précédemment pourrait s'avérer difficilement applicable dans le cadre d'un avant-projet, il est possible d'utiliser toute autre méthodologie de calcul des émissions fugitives de SF₆ et de PFC, en autant qu'elle soit présentée au Ministère avec le niveau de détails nécessaire et qu'elle repose sur des références et des hypothèses crédibles et vérifiables.

3.10 Émissions fugitives de GES attribuables à l'utilisation d'équipements de réfrigération ou de climatisation

Les fluides utilisés dans les équipements de réfrigération ou de climatisation sont des gaz dont les potentiels de réchauffement planétaire peuvent être de 2 000 à 15 000 fois supérieurs à celui du CO₂. Ces gaz, dont les familles les plus connues sont les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC) ou un mélange de ces substances, présentent des problématiques en raison de pertes dans l'atmosphère sous forme d'émissions fugitives. Le Règlement sur les halocarbures (Q-2, r. 29), qui encadre les émissions

d'halocarbures dans l'atmosphère, a pour but de protéger la couche d'ozone et de minimiser l'accroissement de l'effet de serre²⁸.

Afin d'évaluer les émissions annuelles de GES attribuables à l'utilisation d'équipements de réfrigération ou de climatisation, l'équation suivante peut être utilisée en considérant chaque GES (i) et leur addition.

Équation 9. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements de réfrigération ou de climatisation

$$E_{GES_Ref} = \frac{[(Q_n \times k) + (C \times X \times A) + (Q_n \times Y \times (1 - Z))]}{100} \times PRP_i \times 0,001$$

Où :

E_{GES_Ref} = Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements de réfrigération, en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

Q_n = Quantité de fluide frigorigène ajouté aux nouveaux équipements, en kilogrammes*;

k = Émission initiale (%)*;

C = Capacité totale de l'équipement, en kilogrammes;

X = Émissions annuelles de fonctionnement (%);

A = Nombre d'années d'utilisation**;

Y = Charge initiale restante (%)**;

Z = Efficacité de récupération (%)**;

PRP_i = Potentiel de réchauffement planétaire du fluide réfrigérant i (se référer au Tableau 3 du présent document pour les différents PRP à utiliser);

0,001 = facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

* À omettre si aucun équipement n'a été installé ou si l'équipement a été rempli au préalable par le manufacturier.

** $A = 1$, puisque les émissions sont calculées sur une base annuelle.

*** À omettre si aucun équipement n'a été retiré durant l'année.

Le tableau 16 permet d'estimer la charge, la durée de vie et les facteurs d'émission des systèmes de réfrigération et de climatisation.

Tableau 16. Charge et facteurs d'émission des systèmes de réfrigération et de climatisation					
Type d'application	Q_n (kg)	k (% de la charge initiale)	X (% de la charge initiale/année)	Y (% de la charge initiale)	Z (%)
Réfrigération domestique	0,05 à 0,5	0,2 à 1 %	0,1 à 0,5 %	0 à 80 %	0 à 70 %
Applications commerciales indépendantes	0,2 à 6	0,5 à 3 %	1 à 15 %	0 à 80 %	0 à 70 %
Réfrigération commerciale, moyenne et grande industrie	50 à 2 000	0,5 à 3 %	10 à 35 %	0 à 100 %	0 à 70 %

²⁸ <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%2029>

Tableau 16. Charge et facteurs d'émission des systèmes de réfrigération et de climatisation

Type d'application	Q _n (kg)	k (% de la charge initiale)	X (% de la charge initiale/année)	Y (% de la charge initiale)	Z (%)
Réfrigération industrielle, y compris pour la transformation des aliments et la conservation par le froid	10 à 10 000	0,5 à 3 %	7 à 25 %	50 à 100 %	0 à 90 %
Refroidissement	10 à 2 000	0,2 à 1 %	2 à 15 %	80 à 100 %	0 à 95 %
Climatisation commerciale et résidentielle, y compris les systèmes utilisant les pompes à chaleur	0,5 à 100	0,2 à 1 %	1 à 10 %	0 à 80 %	0 à 80 %

Source: 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 3 : Industrial Processes and Product Use. Table 7.9

3.11 Déboisement

Les activités de déboisement peuvent avoir des impacts importants sur les changements climatiques, lesquels sont documentés notamment par le GIEC sous l'appellation « changement d'affectation des terres ». Le secteur forestier a la capacité de séquestrer le carbone atmosphérique dans la biomasse et, par conséquent, de réduire sa concentration dans l'atmosphère. Selon la documentation scientifique, les écosystèmes forestiers constituent des réservoirs de carbone, et certains projets de grande envergure spatiale (ex. : construction de routes, exploitation d'une mine, construction d'un lieu d'enfouissement technique ou exploitation des hydrocarbures) peuvent affecter ces réservoirs.

Si des activités de déboisement sont réalisées (généralement en phase de construction), un calcul des émissions de GES qui leur sont attribuables doit être effectué. Si des activités de déboisement sont prévues à d'autres phases du projet, elles devront aussi être considérées.

3.11.1 Émissions de GES attribuables à la perte de stocks de carbone des terres forestières

Pour calculer les émissions de GES attribuables au déboisement, il est recommandé de se référer au document du GIEC « 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use »²⁹. Ces émissions peuvent être calculées en réalisant un bilan de la quantité de carbone présente dans un réservoir de carbone avant et après le projet, à partir de l'équation 10.

²⁹ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

Équation 10. Émissions de CO₂ attribuables à la perte de stocks de carbone des terres forestières

$$\text{Émissions de GES (tonnes}_{CO_2}) = N_H \times t_{MSh} \times (1 + T_x) \times CC \times \frac{44}{12}$$

Où :

TonnesCO₂ = Émissions de CO₂ attribuables à la perte de stocks de carbone due au déboisement, exprimées en tonnes;

N_H = Nombre d'hectares déboisés;

t_{MSh} = Tonnes de matières sèches par hectare;

T_x = Taux de biomasse souterraine par rapport à la biomasse aérienne;

CC = Contenu en carbone du bois, exprimé en tonnes de carbone par tonne de matières sèches;

44/12 = Ratio masse moléculaire de CO₂ par rapport à la masse moléculaire de C.

Étant donné les particularités de chaque projet et puisqu'il n'est pas possible de les présenter toutes dans ce guide, le tableau 17 indique les références suggérées pour déterminer les valeurs des variables de l'équation précédente.

Tableau 17. Paramètres de l'Équation 10 pour déterminer les émissions de CO₂ attribuables aux activités de déboisement

Paramètre	Références du GIEC
t_{MSh}	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Tableau 4.7
T_x	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Tableau 4.4
CC	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Valeur par défaut = 0,47.

Les émissions de GES dues à la consommation de combustibles ou de carburants par les équipements fixes ou mobiles utilisés lors des activités de déboisement doivent être calculées à l'aide des méthodologies présentées aux sections sur [les systèmes de combustion fixes](#) et [mobiles](#).

De plus, le cas échéant, les émissions (ou les réductions) de GES dues à l'utilisation du bois coupé ou à la décomposition des résidus de coupe laissés sur place doivent être calculées. Toute méthodologie reconnue, basée sur des hypothèses crédibles et vérifiables, peut être utilisée pour estimer ces émissions (ou ces réductions).

3.11.2 Perte de capacité de séquestration de carbone attribuable au déboisement

Tel qu'il a été mentionné précédemment, le déboisement libère dans l'atmosphère une quantité significative de CO₂. Toutefois, cela n'est pas le seul impact sur l'environnement en termes de changements climatiques. En effet, le déboisement est aussi responsable d'une perte nette de capacité de séquestration de CO₂ année après année.

La perte nette de séquestration de CO₂ sur une période de temps donnée peut être calculée à partir de l'équation 11. En l'absence d'information qui justifierait le nombre d'années à considérer, il est recommandé de calculer la perte nette de séquestration de CO₂ sur 100 ans. Par exemple, il pourrait être acceptable d'utiliser la durée de vie du projet dans le cas où un reboisement des superficies détruites est prévu.

Équation 11. Perte nette de séquestration de CO₂ sur un nombre d'années déterminé

$$P_{SEQ} = N_H \times CBA \times (1 + T_x) \times CC \times 44/12 \times N_A$$

Où :

P_{SEQ} = Perte de capacité de séquestration de CO₂ sur un nombre d'années, en tonnes de CO₂;

N_H = Nombre d'hectares déboisés;

CBA = Taux annuel de croissance de la biomasse aérienne, en tonnes de matière sèche par hectare et par an;

T_x = Taux de biomasse souterraine par rapport à la biomasse aérienne;

CC = Contenu en carbone du bois, exprimé en tonnes de carbone par tonne de matières sèches;

44/12 = Ratio masse moléculaire de CO₂ par rapport à la masse moléculaire de C;

N_A = Nombre d'années considéré pour évaluer la perte nette de séquestration.

Le tableau 18 présente les références suggérées pour estimer les valeurs des paramètres de l'équation 11.

Tableau 18. Paramètres de l'Équation 11 pour déterminer les émissions de CO ₂ attribuables aux activités de déboisement	
Paramètre	Références du GIEC
<i>CBA</i>	Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4. Chapitre 4 : Terres forestières. Tableau 4.9.
<i>T_x</i>	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Tableau 4.4.
<i>CC</i>	Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4. Chapitre 4 : Terres forestières. Tableau 4.3.

3.12 Rôle de la forêt dans l'atténuation des changements climatiques

Les forêts mondiales couvrent 4 milliards d'hectares, soit 31 % de la surface terrestre. Elles contiennent de 60 à 75 % du carbone de la biomasse végétale continentale. Cela représente près de 860 gigatonnes de carbone (GtC), soit près de 3 150 gigatonnes de CO₂ (GtCO₂), un réservoir équivalent à celui du CO₂ présent dans l'atmosphère³⁰.

L'absorption de CO₂ par photosynthèse est évaluée à 220 GtCO₂/an. À l'échelle des écosystèmes, cette absorption est en grande partie compensée par des émissions de CO₂ lié aux dépenses énergétiques du métabolisme et de la croissance des végétaux, mais également à la transformation et à la décomposition de la matière organique morte des litières et du sol³¹. Les prélèvements de bois et les perturbations naturelles (incendies, insectes ravageurs, températures extrêmes, etc.) contribuent aussi à ce flux sortant du fait de la mortalité végétale qui en est induite. À l'échelle planétaire, la différence entre flux entrants et sortants de CO₂ reste toutefois positive, ce qui fait des écosystèmes forestiers des puits nets de carbone.

Les forêts jouent trois rôles indispensables dans l'atténuation des changements climatiques :

- Rôle de réservoir du carbone : en stockant du carbone dans la végétation, dans les sols des forêts ainsi que dans les produits du bois;
- Rôle de puits : la photosynthèse permet d'augmenter les stocks de carbone dans le réservoir forestier en retirant du dioxyde de carbone de l'atmosphère;
- Rôle de réduction des émissions d'origine fossile : l'utilisation de produits du bois comme substituts à d'autres matériaux (ciment, acier, etc.) et l'utilisation du bois pour la production d'énergie permettent des évitements significatifs d'émissions de GES d'origine fossile.

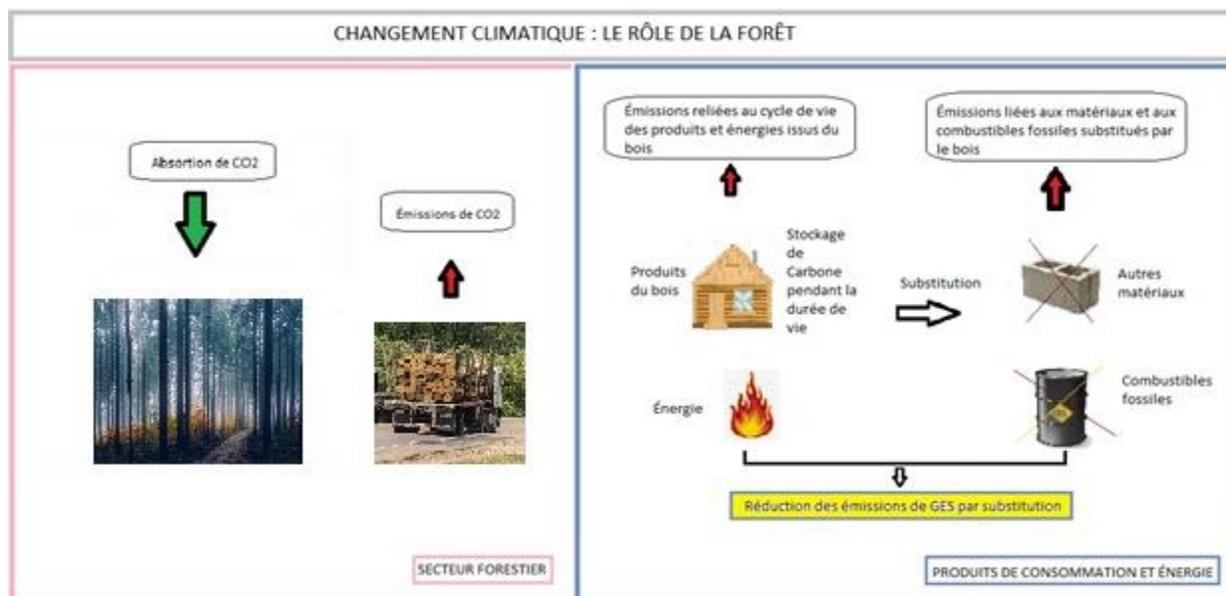
Des pratiques de gestion et d'aménagement forestiers peuvent être mises en œuvre pour favoriser le stockage de carbone en forêt. Le vieillissement des peuplements est une option à considérer. D'autres options tiennent compte du potentiel de stockage additionnel de carbone par des solutions basées sur la nature³² et visant le boisement ou le reboisement à l'aide d'espèces locales. Outre le bénéfice qu'on en retire en matière de stockage de carbone, l'objectif est également d'accroître la disponibilité des ressources ligneuses pour les secteurs utilisateurs en aval, afin de réduire la pression sur la ressource des forêts naturelles ou semi-naturelles.

³⁰ Roux A. (2020). Filière forêt-bois et atténuation du changement climatique : entre séquestration du carbone en forêt et développement de la bioéconomie. Versailles, Éditions Quæ, 170 p.

³¹ Gough C.M., 2011. Terrestrial primary production: fuel for life. *Nature Education Knowledge*, 3 (10), 28.

³² Les solutions basées sur la nature sont définies par l'Union Internationale pour la conservation de la nature (UICN) comme « les actions visant à protéger, gérer de manière durable et restaurer des écosystèmes naturels ou modifiés pour relever directement les défis de société de manière efficace et adaptative, tout en assurant le bien-être humain et en produisant des bénéfices pour la biodiversité ».

Figure 3. Le rôle de la forêt dans les changements climatiques



L'amélioration de la gestion forestière et de l'utilisation des sols réduit la vulnérabilité de la forêt et contribue à l'atténuation des émissions de GES. Pour ce qui est du rôle de la forêt dans l'atténuation des changements climatiques, il est indissociable de l'adaptation, puisque la capacité d'atténuation de la forêt dépend de son état de santé et du maintien de ses différentes fonctions écologiques. Favoriser la résilience de la forêt constitue donc un enjeu primordial pour la réussite de l'atténuation des émissions de GES en lien avec les projets forestiers. À l'inverse, seuls des changements climatiques atténués permettront la réussite des stratégies d'adaptation des forêts.

Plusieurs mesures peuvent accroître le stockage de carbone dans la forêt et dans les produits du bois; voici une liste non exhaustive de mesures :

- Application de pratiques d'aménagement durable des forêts;
- Révolutions plus longues
- Augmentation de la surface recouverte de forêts;
- Remise en état de forêts dégradées ou endommagées;
- Transformation du bois récolté en produits de longue durée;
- Utilisation du bois en tant que source d'énergie renouvelable.

En somme, pour atténuer les changements climatiques, la forêt doit séquestrer et stocker du carbone. L'augmentation de la récolte de bois diminue le rythme de séquestration, mais favorise le stockage dans les produits du bois ainsi que la substitution des énergies fossiles ou des matériaux dont la production est plus émettrice de GES. Par conséquent, aux fins d'optimiser l'atténuation des changements climatiques, la gestion forestière doit favoriser une efficace complémentarité entre les mécanismes de séquestration, de stockage et de substitution.

Nos deux scénarios principaux (maximiser le stockage de carbone de la forêt ou maximiser la récolte de produits du bois) contribuent à l'atténuation des changements climatiques en priorisant des leviers différents. Dans le scénario d'allègement des prélèvements, le levier prioritaire consiste en un stockage annuel croissant dans l'écosystème forestier qui ne favorise ni le stockage du carbone dans des produits du bois ni

les effets de substitution. Certains indices amènent à croire que cette stratégie pourrait atteindre certaines limites en raison du fléchissement de la capacité de stockage de la forêt dû au vieillissement des peuplements. Au contraire, le scénario d'intensification des prélèvements s'appuie davantage sur les effets de substitution pour compenser un moindre stockage en forêt, avec une place prépondérante attribuée à la substitution des matériaux à forte empreinte carbone. C'est cependant sur ce dernier volet que les incertitudes sont les plus importantes, les coefficients de substitution et leur évolution dans le temps seraient particulièrement délicats à saisir ou à prévoir avec précision.

Par conséquent, il existe un niveau d'incertitude élevé, tant en ce qui concerne les mécanismes de séquestration du carbone que les réductions d'émissions d'origine fossile dues à l'utilisation de produits du bois (substitution). Quelques études montrent qu'une augmentation de la récolte réduirait la séquestration dans les forêts à l'horizon 2050. Toutefois, cette baisse du rythme de séquestration liée à l'augmentation de la récolte pourrait être contrebalancée dans le temps par les bénéfices apportés par une hausse de l'utilisation du bois, grâce au stockage de carbone plus important dans les produits du bois et à des effets de substitution des matériaux et des énergies. Cependant, les résultats de ces études, menées jusqu'à l'horizon 2050, ne s'accordent pas totalement sur les dynamiques temporelles et sur l'ampleur de ces mécanismes, et il est délicat de trancher définitivement sur la façon dont le contrebalancement entre les mécanismes privilégie l'une ou l'autre des stratégies de gestion (Roux A., 2020). Il y a un consensus sur le fait que plus d'études sont nécessaires aux fins d'apporter des renseignements clés sur la complémentarité entre les mécanismes de séquestration, de stockage et de substitution pour déterminer la combinaison de stratégies optimale en matière de gestion de la forêt.

3.13 Perte de milieux humides

Cette section concerne toutes les activités susceptibles d'affecter des milieux humides. Qu'il s'agisse d'étangs, de marais, de marécages ou de tourbières, les milieux humides sont des écosystèmes qui jouent un rôle de premier plan dans le maintien de la vie. Les différents services écologiques qu'ils procurent à la société représentent un atout pour notre qualité de vie. Par exemple, certains milieux humides peuvent contribuer à l'atténuation des émissions de GES puisqu'ils peuvent constituer d'importants puits capables d'accumuler autant, sinon plus de carbone que les forêts³³. Par conséquent, la perte de milieux humides peut libérer dans l'atmosphère des quantités significatives de GES et cet impact doit être quantifié.

Dans les milieux humides, les principaux réservoirs de carbone sont la biomasse et le sol. La biomasse est un réservoir significatif seulement dans les milieux humides boisés (marécages arborescents et tourbières boisées). Dans ces types de milieux humides, les émissions associées à la perte de biomasse ligneuse (le déboisement) doivent être prises en compte et peuvent être quantifiées en suivant la méthode proposée à la section 3.11.1.

Les pertes de carbone du sol doivent être quantifiées pour tous les types de milieux humides. Le drainage d'un milieu humide, l'excavation ou le remaniement du sol provoquent une oxygénation du sol, ce qui entraîne généralement une décomposition accélérée de la matière organique et des émissions de CO₂ et de N₂O. Par

³³ J. Beaulne et coll., « Peat Deposits Store More Carbon than Trees in Forested Peatlands of the Boreal Biome », *Scientific Reports* 11, n° 1 (29 janvier 2021): 2657, <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82004-x>; M. Garneau et S. van Bellen, « Synthèse de la valeur et la répartition du stock de carbone terrestre au Québec », 2016.

défaut, on considère que tout le carbone contenu dans le milieu humide excavé est instantanément oxydé et émis dans l'atmosphère.

Pour ce qui est des émissions de N₂O attribuables au drainage de milieux humides, nous ne disposons pas suffisamment de données pour pouvoir déterminer avec certitude ces émissions. Les facteurs utilisés pour calculer les émissions de ce gaz sont appelés à évoluer avec la recherche future. En effet, des mesures des émissions de N₂O devront être réalisées pour les différents types de milieux humides au Québec et, dans les prochaines mises à jour du Guide, ces facteurs pourraient être intégrés lorsqu'ils seront disponibles. Pour ce qui est des émissions de CH₄, elles sont considérées comme étant négligeables³⁴.

Par conséquent, le calcul présenté dans cette section tient compte uniquement des émissions de CO₂ résultant de la perte de milieux humides. Ces émissions peuvent être estimées à partir de l'équation 12 présentée ci-dessous.

Équation 12. Émissions de CO₂ attribuables à la perte de milieux humides

$$E_{CO_2} = \sum_{i=1}^{i=n} \left(P_{MH_i} \times SC_{MH_i} \times \frac{44}{12} \right)$$

Où :

E_{CO2} = Émissions de CO₂ attribuables à la perte de milieux humides, en tonnes de CO₂;

P_{MH_i}

SC_{MH_i}

44/12 = Ratio masse moléculaire de CO₂ par rapport à la masse moléculaire de C.

Le tableau 19 présente les stocks de carbone moyen par type de milieu humide au Québec.

Tableau 19 – Stock moyen de carbone par type de milieu humide dans l'est du Canada			
Type de milieu humide	Zone de végétation	Masse moyenne de carbone au sol (tonnes/ha)	Source
Tourbière ouverte ombrotrophe (<i>bog</i>)	Tempérée nordique	1114	MELCCFP et laboratoire C-Paleo UQAM, données non publiées ³⁵
	Boréale	1150	Bauer et coll. 2024 ³⁶
	Toundra arctique	1098	Bauer et coll. 2024
Tourbière ouverte minérotrophe (<i>fen</i>)	Tempérée nordique	1154	MELCCFP et laboratoire C-Paleo UQAM, données non publiées
	Boréale	1132	Bauer et coll. 2024
	Toundra arctique	219	Bauer et coll. 2024
Tourbière boisée*	Tempérée nordique	1133	MELCCFP et laboratoire C-Paleo UQAM, données non publiées

³⁴ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Chapitre 7. Terres humides. Page 7.5

³⁵ MELCCFP et Laboratoire C-Paleo UQAM. 2024. Données non publiées. Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP), Direction des milieux humides et Université du Québec à Montréal (UQAM), Laboratoire C-Paleo de Michelle Garneau.

³⁶ I.E. Bauer et coll., « Peat Profile Database from Peatlands in Canada », *Ecology* 105, n° 10 (2024): e4398, <https://doi.org/10.1002/ecy.4398>.

	Boréale	902	Bauer et coll. 2024
Marécage*	Tous	61	MELCCFP et laboratoire C-Paleo UQAM, données non publiées
Marais d'eau douce	Tous	48	MELCCFP et laboratoire C-Paleo UQAM, données non publiées
Marais d'eau salée	Tous	89	Magnan et coll. (2023) ³⁷
Étang	Tous	90	Sanderson et Garneau (2018) ³⁸

* Les émissions attribuables au déboisement doivent être également prises en compte et elles peuvent être calculées selon la méthode proposée dans la section 3.11.1.

Cette approche est semblable à celle présentée dans le document « Version préliminaire du guide technique relatif à l'évaluation stratégique des changements climatiques », produit par Environnement et changement climatique Canada en août 2021³⁹. Toutefois, il est possible d'utiliser d'autres méthodes de calcul que celles présentées dans cette section. Le cas échéant, elles doivent être justifiées, avec les références à l'appui, et reposer sur des hypothèses crédibles, raisonnables, transparentes et conservatrices.

Finalement, le Guide d'inventaire pour l'estimation des stocks de carbone dans les milieux humides⁴⁰ publié par le MELCCFP en mai 2024 permet la quantification des stocks de carbone dans les milieux humides à partir de mesures simples effectuées sur le terrain. Cette méthode a été développée pour les milieux humides non pergélisolés des régions tempérées et boréales.

3.14 Conservation de milieux humides

Au Québec, les milieux humides occupent plus ou moins 18 millions d'hectares⁴¹, soit environ 11 % de l'ensemble du territoire. Les milieux humides représentent les mailles essentielles de la trame des milieux naturels du territoire québécois. Ces écosystèmes constituent l'ensemble des sites saturés d'eau ou inondés pendant une période suffisamment longue pour influencer la nature du sol ou la composition de la végétation.

La conservation des milieux humides et hydriques, laquelle inclut au premier chef leur restauration, est au cœur de la mission du Ministère, puisque ces milieux remplissent d'indispensables fonctions écologiques et qu'ils constituent un maillon déterminant de la biodiversité du Québec. Ainsi, le cadre légal et réglementaire du Ministère reflète l'importance de cet enjeu et prévoit diverses mesures pour freiner la perte de ces milieux, et pour faire des gains en la matière.

Les milieux humides jouent un rôle important dans le bilan carbone mondial, tant sur le plan de la capacité de stockage du carbone que du potentiel de libération du carbone stocké en raison du drainage, de la sécheresse ou de la hausse des températures. Alors qu'ils ne couvrent qu'environ 3 % de la surface de la Terre, ils stockent un tiers du carbone du sol mondial, soit environ 445 milliards de tonnes⁴². L'accumulation

³⁷ Magnan, G., Garneau, M., Beaulne, J., Lavoie, M., Pellerin, S., Perrier, L., Richard, P., Sanderson, N. A simple field method for estimating the mass of organic carbon stored in undisturbed wetland soils. *Mires and Peat*, Volume 29 (2023), Article 08, 13 pp., <http://www.mires-and-peat.net/>, ISSN 1819-754X. International Mire Conservation Group and International Peatland Society. DOI: 10.19189/MaP.2022.SNPG.Sc.1818931

³⁸ Nicole Sanderson et Michelle Garneau, « Estimation préliminaire des puits et flux de carbone dans les milieux humides du Québec », 2018. Rapport final présenté au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. 31 pp. + annexe.

³⁹ <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/organisation/transparence/consultations/version-preliminaire-guide-technique-relatif-evaluation-strategique-changements-climatiques.html>

⁴⁰ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/eau/rives/guide-inventaire-estimation-carbone-milieux-humides.pdf>

⁴¹ MELCCFP. Ces données sont issues d'une compilation effectuée par le Ministère en 2019 à l'aide d'une méthodologie mise à jour et de sources cartographiques récentes.

⁴² Wang, H., Richardson, C.J., & Ho, M. (2015). Dual controls on carbon loss during drought in peatlands. *Nature Climate Change* 5(6): 584-7.

de carbone se fait très lentement dans les milieux, toutefois, lors du drainage, ils peuvent libérer rapidement des quantités significatives de dioxyde de carbone.

Dans plusieurs milieux humides, le carbone s'accumule graduellement dans la végétation, puis à plus long terme dans le sol. Les tourbières en particulier peuvent séquestrer et stocker du carbone à long terme dans le sol (milliers d'années), contrairement à d'autres types d'écosystèmes comme les forêts qui atteignent un point de saturation après un certain temps ou qui sont sujets à des perturbations périodiques. Or, la perte des milieux humides interrompt cette séquestration de CO₂.

Malgré leur importance écologique et climatique, le drainage et la conversion des milieux humides pour d'autres usages ont été monnaie courante dans le monde. Plusieurs activités humaines peuvent mener au drainage de milieux humides, notamment :

- L'exploitation de tourbières;
- Les activités agricoles;
- Le développement immobilier;
- La plantation d'espèces ligneuses;
- Le développement minier;
- La mise en place de structures routières produisant des discontinuités qui affectent le milieu humide.

La restauration de milieux humides dégradés peut apporter des bénéfices à deux niveaux :

- Freiner la décomposition et la perte des stocks de carbone vers l'atmosphère, ce qui réduit les émissions de CO₂ de ces milieux;
- Rétablir la fonction de séquestration du carbone à long terme.

3.15 Émissions de GES attribuables à l'inondation des écosystèmes

Les terres inondées sont définies comme des étendues d'eau régulées par des activités humaines, notamment pour la production d'énergie, l'irrigation, la navigation ou les loisirs, et où la régulation de l'eau est à l'origine de changements substantiels de la superficie de l'eau. Les lacs et fleuves régulés, lorsque le principal écosystème antérieur à l'inondation était un lac ou un fleuve naturels, ne sont pas considérés comme des terres inondées. Ce type d'émissions est surtout fréquent dans des projets impliquant de l'enneigement (p.ex. : construction de barrages).

Les émissions de GES par les terres inondées sont générées selon deux principaux mécanismes (dans les régions froides, le CO₂ et le CH₄ s'accumulent sous la glace et sont émis lors du dégel) :

- Diffusion moléculaire de CO₂, CH₄ et N₂O entre l'air et l'eau;
- Bulles de CH₄ provenant des sédiments dans la colonne d'eau (émissions par bulles).

Le GIEC, dans le document « Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie »⁴³, propose trois niveaux méthodologiques pour l'estimation des émissions par l'inondation des écosystèmes, avec un degré de précision croissant.

⁴³ IPCC. *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry*. Équation 3A.3.10 N₂O Emissions from flooded lands. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_files/GPG_LULUCF_FULL.pdf

La méthodologie proposée pour estimer les émissions de GES attribuables à l'inondation des écosystèmes est celle du niveau 1. Il s'agit d'une méthode simplifiée fondée sur des données d'émissions par défaut et sur des données globales de superficies. Toutefois, on peut aussi utiliser les méthodes des niveaux 2 et 3, qui sont plus complètes et qui peuvent inclure des données supplémentaires spécifiques à un pays, à une province ou à une région.

Les formules de calcul sont différentes pour les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O. Elles sont présentées séparément ci-après.

3.15.1 Émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des écosystèmes

Les émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des écosystèmes sont considérées comme biogéniques et doivent être comptabilisées à part des autres émissions de GES. La méthode d'estimation à appliquer est basée sur la variation des stocks de carbone résultant de la conversion en terres inondées et suppose que les stocks avant la conversion sont perdus la première année suivant la conversion.

La variation annuelle des stocks de carbone de la biomasse vivante des terres converties en terres inondées peut être calculée à partir de l'équation 13.

Équation 13. Variation des stocks de carbone de la biomasse vivante des terres converties en terres inondées

$$\Delta C_{Tinond} = \left[\sum S_i \times (B_{Après} - B_{Avant})_i \right] \times FC$$

Où :

ΔC_{Tinond} = Variation des stocks de carbone de la biomasse vivante des terres converties en terres inondées, en tonnes de C;

S_i = Superficie des terres converties annuellement en terres inondées depuis l'utilisation initiale i , en hectares;

B_{avant} = Biomasse vivante des terres avant la conversion en terres inondées, en tonnes de matières sèches par hectare;

$B_{après}$ = Biomasse vivante après la conversion en terres inondées, en tonnes de matières sèches par hectare (valeur par défaut = 0);

FC = Fraction de carbone de la matière sèche (valeur par défaut = 0,5).

Pour les terres forestières converties en terres inondées, le calcul de la biomasse vivante présente avant la conversion peut être réalisé à partir de l'équation 14.

Équation 14 . Biomasse vivante avant la conversion des terres forestières en terres inondées

$$B_{Avant} = t_{MSh} \times (1 + T_x)$$

Où :

B_{avant} = Biomasse vivante des terres avant la conversion en terres inondées, en tonnes de matières sèches par hectare;

t_{MSh} = Tonnes de matières sèches par hectare;

T_x = Taux de biomasse souterraine par rapport à la biomasse aérienne.

Pour obtenir les valeurs des paramètres t_{MSh} et T_x , se référer au Tableau 17.

Par la suite, les émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres forestières peuvent être déterminées à partir de l'équation 15. .

Équation 15. Émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres forestières

$$E_{CO_2_TFinond} = \Delta C_{Tinond} \times \frac{44}{12}$$

Où :

$E_{CO_2_TFinond}$ = Émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres forestières, en tonnes de CO₂;

ΔC_{Tinond} = Variation annuelle des stocks de carbone de la biomasse vivante des terres forestières converties en terres inondées, en tonnes de C;

44/12 = Ratio de poids moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

Pour ce qui est de la perte de capacité de séquestration de CO₂ attribuable à l'inondation des terres forestières, elle peut être calculée en utilisant les équations présentées à la section 3.11.2.

Finalement, pour les terres en friche converties en terres inondées, le tableau 20 associe des valeurs de référence par défaut aux stocks de carbone organique des différents types de sols avec végétation naturelle.

Tableau 20. Valeurs de référence par défaut associées aux stocks de carbone organique des sols (COS _{REF}) sous végétation naturelle						
(Tonnes de carbone par hectare à une profondeur de 0 à 30 centimètres)						
Région (*susceptible d'être présente au Québec)	Sols argileux très actifs	Sols argileux peu actifs	Sols sablonneux	Sols spodiques	Sols volcaniques	Sols des zones humides
Boréale*	68	S. O.	10	117	20	146
Froide tempérée et sèche*	50	33	34	S. O.	20	87
Froide tempérée et humide*	95	85	71	115	130	87
Chaude tempérée et sèche	38	24	19	S. O.	70	88
Chaude tempérée et humide	88	63	34	S. O.	50	88
Tropicale et sèche	38	35	31	S. O.	50	86
Tropicale et humide	65	47	39	S. O.	70	86
Tropicale et pluvieuse	44	60	66	S. O.	130	86

Source : GIEC 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie. Tableau 3.3.3. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf/french/full.pdf>

À partir du stock de carbone organique du sol, obtenu du tableau 20, l'équation 16 permet d'estimer les émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres en friche.

Équation 16. Émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres en friche

$$E_{CO2_TFrich_inond} = S_i \times COS_{REF} \times \frac{44}{12}$$

Où :

$E_{CO2_TFrich_inond}$ = Émissions de CO₂ attribuables à l'inondation des terres en friche, en tonnes de CO₂;

S_i = Superficie des terres converties annuellement en terres inondées depuis l'utilisation initiale i , en hectares;

COS_{REF} = Stocks de carbone organique des sols;

44/12 = Ratio de poids moléculaire du CO₂ par rapport au carbone.

3.15.2 Émissions de CH₄ attribuables à l'inondation des écosystèmes

La méthode de niveau 1 pour l'estimation des émissions de CH₄ attribuables à l'inondation des terres tient compte des émissions par diffusion moléculaire et par bulles de CH₄ provenant des sédiments. Ces émissions, exprimées en tonnes de CH₄ par année, peuvent être estimées à partir de l'équation 17.

Équation 17. Émissions de CH₄ attribuables à l'inondation des écosystèmes

$$\text{Émissions de CH}_4 = (ECH4_{diff} + ECH4_{bulles}) \times P \times Sup_{Inondée} \times 0,001$$

Où :

$ECH4_{diff}$ = Coefficient d'émission moyen de CH₄ par diffusion, exprimé en kilogrammes de CH₄ par hectare par jour;

$ECH4_{bulles}$ = Coefficient d'émission moyen de CH₄ par bulles, exprimé en kilogrammes de CH₄ par hectare par jour;

P = Période, exprimée en jours (en général 365 pour l'estimation des émissions annuelles);

$Sup_{Inondée}$ = Superficie inondée totale, exprimée en hectares;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Le tableau 21 présente les coefficients d'émission de CH₄ moyens par diffusion moléculaire et par bulles provenant des sédiments des réservoirs.

Tableau 21. Coefficients d'émission moyens de CH₄ des réservoirs		
	Coefficients d'émission moyens de CH₄, en kg CH₄ x ha⁻¹ x jour⁻¹	
	CH₄_{diff}	CH₄_{bulles}
Réservoir en région boréale	0,11	0,29
Réservoir en région tempérée	0,20	0,14

Source: IPCC. Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. Appendix 3a.3 Wetlands remaining Wetlands: Basis for future methodological development. Table 3A.3.5 Default Emissions Factors for Reservoirs. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpqlulucf/gpqlulucf_files/Chp3/App_3a3_Wetlands.pdf

3.15.3 Émissions de N₂O attribuables à l'inondation des écosystèmes

La méthode de niveau 1 pour l'estimation des émissions de N₂O attribuables aux terres inondées tient seulement compte des émissions par diffusion moléculaire, puisque les émissions par bulles ne sont pas significatives. Ces émissions, exprimées en tonnes de N₂O par année, peuvent être estimées à partir de l'équation 18⁴⁴.

Équation 18. Émissions de N₂O attribuables à l'inondation des écosystèmes

$$\text{Émissions de N}_2\text{O} = P \times EN_2O_{diff} \times Sup_{Inondée} \times 0,001$$

Où :

EN₂O_{diff} = Coefficient d'émission moyen de N₂O par diffusion, exprimé en kilogrammes de N₂O par hectare par jour;

P = Période, exprimée en jours (en général 365 pour l'estimation des émissions annuelles);

Sup_{Inondée} = Superficie inondée totale, exprimée en hectares;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Le tableau 22 présente les coefficients d'émission moyens de N₂O des réservoirs.

Tableau 22. Coefficients d'émission moyens de N ₂ O des réservoirs	
	Coefficients d'émission moyens de N ₂ O, en kgN ₂ O x ha ⁻¹ x jour ⁻¹
Réservoir en région boréale	0,008
Réservoir en région tempérée	Non mesuré (en fonction des caractéristiques spécifiques du projet)

Source: IPCC. *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry*. Table 3A.3.5 Default Emissions Factors for Reservoirs. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_files/GPG_LULUCF_FULL.pdf

3.16 Émissions de GES attribuables aux projets de production animale et agricoles

Deux méthodologies sont suggérées pour le calcul des émissions de GES attribuables aux projets de production animale. Les calculs peuvent être réalisés en utilisant :

- Soit la dernière mise à jour du logiciel d'évaluation et de réduction des émissions de GES des fermes agricoles Holos;
- Soit les équations présentées à la section subséquente.

Le milieu agricole est en général familier avec le logiciel Holos, de sorte que cette option a été évaluée et considérée dans le guide.

⁴⁴ Intergovernmental Panel on Climate Change. *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry*. Équation 3A.3.10 N₂O Emissions from flooded lands. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_files/GPG_LULUCF_FULL.pdf

3.16.1 Calcul réalisé avec le logiciel Holos

Le logiciel Holos⁴⁵ a été conçu par Agriculture et Agroalimentaire Canada pour estimer les émissions de GES des exploitations agricoles. Les algorithmes utilisés par le logiciel sont basés sur les méthodes proposées par le GIEC, mais adaptés aux conditions canadiennes. Holos permet d'estimer les émissions de GES liées à la fermentation entérique, à la gestion des déjections animales et à la production des cultures. Il permet aussi d'estimer les émissions liées à l'utilisation de l'énergie pendant l'exploitation de la ferme. Ainsi, pour les projets agricoles, les émissions de GES liées aux sources de combustion fixes et mobiles et à l'utilisation de l'électricité peuvent être évaluées directement à partir du logiciel ou à l'aide des équations des sections 3.1 et 3.2.

Toutefois, le logiciel Holos n'est pas conçu pour estimer les émissions de GES pendant la phase de construction. Par conséquent, ces émissions doivent être calculées en utilisant les formules applicables présentées dans le guide.

3.16.2 Calcul réalisé avec les équations (sans utiliser le logiciel Holos)

La fermentation entérique, la gestion des sols agricoles et celle du fumier produisent environ 75 % des émissions, soit respectivement 40 %, 27,9 % et 27,3 % du total du secteur de la production animale. Cependant, chaque type d'élevage présente des différences qui doivent être prises en compte dans les calculs. Les prochaines sections présentent les différentes sources d'émission et les types de gaz à effet de serre à considérer :

- Émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique;
- Émissions de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier;
- Émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier;
- Émissions de N₂O attribuables à l'épandage du fumier;
- Émissions de N₂O attribuables à l'épandage d'engrais et de résidus de culture.

3.16.2.1 Émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique

Du CH₄ est produit par fermentation entérique durant le processus normal de digestion des herbivores. Les émissions de CH₄ attribuables à l'élevage du bétail peuvent être estimées à partir de l'équation 19.

⁴⁵ <http://www.agr.gc.ca>

Équation 19. Émissions de méthane attribuables à la fermentation entérique

$$E_{CH_4_{FE}} = \sum_{i=1}^{i=k} N_i \times f_{CH_4_{FE}_i} \times 0,001$$

Où :

$E_{CH_4_{FE}}$ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables à la fermentation entérique, en tonnes de CH₄ par année;

I = Catégorie d'animaux;

N_i = Nombre de têtes de la catégorie d'animaux i^{46} ;

$f_{CH_4_{FE}_i}$ = Facteur d'émission de CH₄ par fermentation entérique associé à la catégorie d'animaux i , en kgCH₄/tête/année;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Le tableau 23 présente les facteurs d'émission de CH₄ par fermentation entérique associés aux différentes catégories d'animaux.

Tableau 23. Facteurs d'émission de CH ₄ associés à la fermentation entérique		
Catégories d'animaux	Facteur d'émission de CH ₄ (kg CH ₄ /tête/an)	Référence
Vaches laitières	145,8	Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.4-1.
Génisses laitières	76,7	
Taureaux	123,2	
Vaches de boucherie	120,7	
Génisses de boucherie	91,4	
Génisses destinées à l'abattage	54,6	
Bouvillons	49,9	
Veaux	43,9	
Bisons	55	Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.4-2
Moutons	8	
Agneaux	8	
Chèvres	5	
Chevaux	18	
Mules et ânes	10	
Porcins :		
Verrats	1,5	
Truies	1,5	
Porcs < 20 kg	1,5	
Porcs 20-60 kg	1,5	
Porcs > 60 kg	1,5	
Lamas et alpacas	8	
Wapitis et cerfs	20	
Sangliers	1,5	
Renards	ND	
Visons	ND	

⁴⁶ Note : le nombre de têtes s'applique à un même type d'animaux et diffère du nombre d'unités animales qui, lui, prend en compte tous les types d'animaux ramenés à un dénominateur commun. Exemples : 1 vache laitière = 1 unité animale; une poule pondeuse = 175 unités animales. Source : Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets.

Lapins	ND	
Poulets	ND	
Poules	ND	
Dindes	ND	

3.16.2.2 Émissions de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier

L'équation 20 permet de calculer les émissions de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier.

Équation 20. Émissions de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier

$$E_{CH_4_{GF}} = \sum_{i=1}^{i=k} N_i \times f_{CH_4_{GF}_i} \times 0,001$$

Où :

$E_{CH_4_{GF}}$ = Émissions annuelles de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier, en tonnes de CH₄ par année;

I = Catégorie d'animaux;

N_i = Nombre de têtes de la catégorie d'animaux i ;

$f_{CH_4_{GF}_i}$ = Facteur d'émission de CH₄ associé au stockage et au traitement du fumier de la catégorie d'animaux i , en kg CH₄/tête/année;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Les émissions de CH₄ attribuables au stockage et au traitement du fumier peuvent être estimées à partir des facteurs d'émission présentés au tableau 24.

Tableau 24. Facteurs d'émission de CH ₄ associés au stockage et au traitement du fumier		
Catégories d'animaux	Facteur d'émission de CH ₄ (kg CH ₄ /tête/an)	Référence
Vaches laitières	40,0	Adapté du <i>Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.4-6, A6.4-7 et A6.4-8</i>
Génisses laitières	17,0	
Taureaux	4,70	
Vaches de boucherie	4,50	
Taures de boucherie	3,20	
Bouvillons	2,00	
Bovins de semi-finition	2,20	
Veaux	2,90	
Porcs < 20 kg	2,20	
Porcs 20-60 kg	4,20	
Porcs > 60 kg	9,40	
Truies	7,00	
Verrats	7,00	
Moutons	0,33	
Agneaux	0,22	
Chèvres	0,32	
Chevaux	2,60	
Bisons	2,10	
Élans et chevreuils	0,22	

Sangliers	0,56	
Renards	0,68	
Visons	0,68	
Lapins	0,08	
Mules et ânes	0,76	
Poulets	0,03	
Poules	0,11	
Dindes	0,10	

3.16.2.3 Émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier

La production de N₂O au cours du stockage et du traitement des déjections animales survient lors de la nitrification et la dénitrification de l'azote contenu dans le fumier.

Les émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier peuvent être calculées à partir du taux d'excrétion d'azote, selon la catégorie d'animaux, et du facteur d'émission de N₂O par kilogramme d'azote, en fonction du type de gestion du fumier. L'équation 21 permet de calculer les émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier.

Équation 21. Émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier

$$E_{N_{2}O_{GF}} = \sum_{i=1}^n N_i \times T_{exc_Azote_i} \times f_{N_{2}O/N} \times 0,001$$

Où :

$E_{N_{2}O_{GF}}$ = Émissions de N₂O attribuables au stockage et au traitement du fumier, exprimées en tonnes de N₂O par année;

N_i = Nombre de têtes de la catégorie d'animaux i ;

$T_{exc_Azote_i}$ = Taux d'excrétion annuel d'azote provenant du fumier pour la catégorie d'animaux i , exprimé en kg N/tête/année;

$f_{N_{2}O/N}$ = Facteur d'émission de N₂O associé au stockage et au traitement du fumier, exprimé en kilogrammes de N₂O par kilogramme d'azote excrété;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Le tableau 25 présente le taux d'excrétion annuel d'azote provenant du fumier pour les différentes catégories d'animaux de ferme.

Tableau 25. Taux d'excrétion annuel d'azote provenant du fumier					
Catégories d'animaux	$\frac{kg\ N}{tête \times an}$	Catégorie d'animaux	$\frac{kg\ N}{tête \times an}$	Catégorie d'animaux	$\frac{kg\ N}{tête \times an}$
Vaches laitières	122	Porcs (20-60 kg)	5,5	Poulets à griller	0,4
Génisses laitières	76	Porcs (>60 kg)	13,8	Dindes	1,8
Taureaux	105	Verrats	17	Élans et chevreuils	13,6
Vaches de boucherie	75	Moutons	4,1	Sangliers sauvages	11,1

Génisses de boucherie	57	Agneaux	4,1	Renards	7,9
Génisses prêtes pour l'abattage	67	Chèvres	10,5	Visons	3,0
Bouvillons	69	Chevaux	49,3	Lapins	4,7
Veaux	27	Lamas et alpacas	17,2	Mules et ânes	26,8
Truies	17	Bisons	67,7		
Porcs (< 20 kg)	1,3	Poules	0,5		

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022 Partie II. Tableaux A3.4-23, A3.4-24 et A3.4-25

Le tableau 26 présente, pour toutes les catégories d'animaux, les facteurs d'émission de N₂O selon le type de gestion du fumier pratiqué.

Tableau 26. Facteurs d'émission de N ₂ O selon le mode de gestion du fumier			
	Système de stockage du fumier		
	Systèmes de gestion sur fumier liquide	Stockage du fumier solide et sec	Autres systèmes
Kg de N ₂ O par kg d'azote excrété	0,001	0,02	0,005

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022 Partie II. Tableau A6.4-10.

3.16.2.4 Émissions de N₂O attribuables à l'épandage du fumier

Les émissions de N₂O attribuables à l'épandage du fumier peuvent être calculées à partir de l'équation 22.

Équation 22. Émissions de N₂O attribuables à l'épandage du fumier

$$E_{N2O_{EP}} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_{FU_i} \times TE_{Azote_{FU_i}} \times FE_{N2O_{FU_i}} \times 0,001$$

Où :

$E_{N2O_{EP}}$ = Émissions annuelles de N₂O attribuables à l'épandage du fumier, exprimées en tonnes de N₂O par année;

Q_{FU_i} = Tonnes de fumier du type i épandues dans l'année;

$TE_{Azote_{FU_i}}$ = Teneur en azote du fumier de type i , exprimée en kilogrammes d'azote par tonne de fumier;

$FE_{N2O_{FU_i}}$ = Facteur d'émission de N₂O associé au fumier de type i , exprimé en kilogrammes de N₂O par kilogramme d'azote du fumier;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Pour le Québec et l'Ontario, un facteur d'émission de N₂O de 0,012 kilogrammes de N₂O par kilogramme d'azote du fumier ou du lisier peut être utilisé⁴⁷. La teneur en azote des différents types de fumiers est indiquée dans le tableau 27.

⁴⁷ Gregorich, E.G., P. Rochette, A.J. VandenBygaart et D.A. Angers.2005. Greenhouse gas contributions of agricultural soils and potential mitigation practices in eastern Canada. Soil & Tillage Research.76:120.

Tableau 27. Teneur en azote des différents types de fumiers et lisiers

Type de fumiers ou de lisiers	Teneur en azote (kg/tonne)
Bovins laitiers – fumier solide	5,7
Bovins laitiers – lisier	3,1
Bovins de boucherie (élevage intensif) – fumier	7,1
Élevage vache-veau – fumier	4,8
Ovins – fumier solide	11
Porcs – engraissement, lisier	2,7 à 4,9
Volaille – fumier poulet	28
Volaille – fumier de poule pondeuse	31

Sources : Centre de référence en agriculture agroalimentaire et du Québec (CRAAQ), 2003⁴⁸ et 2007⁴⁹, ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ), 1997⁵⁰.

3.16.2.5 Émissions de N₂O attribuables aux pertes d'azote associées à l'épandage d'engrais inorganiques et organiques et à l'épandage de résidus de culture

Les émissions de N₂O résultant de l'application sur les sols agricoles d'engrais inorganiques et organiques et de résidus de culture peuvent être calculées à partir de l'équation 23.

Équation 23. Émissions de N₂O attribuables à l'épandage d'engrais inorganiques et organiques et des résidus de culture

$$E_{N2O_Eng} = Q_{Azote} \times FE_{N2O_N} \times 0,001$$

Où :

E_{N2O_Eng} = Émissions annuelles de N₂O attribuables à l'épandage d'engrais inorganiques et organiques et des résidus de culture, en tonnes de N₂O par année;

Q_{Azote} = Tonnes d'azote épandues par année;

FE_{N2O_N} = Facteur d'émission de N₂O, en kilogrammes de N₂O par tonne d'azote appliquée au sol;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Le tableau 28 présente les facteurs d'émission de N₂O par tonne d'azote associées à l'épandage d'engrais et des résidus de culture, en kilogrammes de N₂O par tonne d'azote.

⁴⁸ CRAAQ. Guide de référence en fertilisation, 2003b.

⁴⁹ CRAAQ. Caractéristiques des effluents d'élevage – validées – (porc et poule pondeuse), 2007, 7 pages.
https://www.craaq.qc.ca/documents/files/Effluents_elevage/Oeufs.pdf

⁵⁰ MAPAQ. Guide régional sur la composition des fumiers et lisiers sur les fermes de la Montérégie-Est, Bureau des renseignements agricoles de Saint-Hyacinthe, 1997.

Tableau 28. Facteur d'émission annuel de N₂O par tonne d'azote issue de l'épandage d'engrais et des résidus de culture

Province	F _{EN₂O-N} (kg N ₂ O par tonne d'azote, par année)		
	N organique	N inorganique	N résidus de culture
Alberta	8,3	10	8,3
Colombie-Britannique	8,3	4,8	5,3
Manitoba	10	10	8,6
Provinces de l'Atlantique	9	14	11
Ontario	17	20	17
Québec	23	30	23
Saskatchewan	4,1	6,6	5,7

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie II. Tableau A6.4-20.

3.17 Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles

L'enfouissement des matières résiduelles a pour effet de décomposer la matière organique en l'absence d'oxygène (anaérobiose) et de générer du biogaz, principalement constitué de CH₄ et de CO₂. Comme il a été mentionné, les émissions de CO₂ provenant de la biomasse sont considérées comme biogéniques (carboneutres), mais ce n'est pas le cas des émissions de CH₄. La plus grande part des émissions est relâchée dans les premières années, et les émissions restantes déclinent dans le temps jusqu'après la fermeture du site. Comme le CH₄ a un potentiel de réchauffement planétaire 28 fois plus élevé que le CO₂ et considérant le processus temporel des émissions, il est important de prévoir des mesures d'atténuation dès la conception d'un projet.

Pour la quantification des émissions de GES, il importe de savoir que :

- La production de CH₄ dans un lieu d'enfouissement dépend de plusieurs variables, notamment la composition de la matière organique enfouie ainsi que la température et l'humidité découlant des précipitations;
- Les émissions atmosphériques de CH₄ vont par la suite dépendre de l'efficacité du système de captage et de destruction du biogaz ainsi que du taux d'oxydation des émissions par le recouvrement des cellules d'enfouissement;
- Pour l'agrandissement d'un lieu d'enfouissement, il faut tenir compte des émissions de méthane en cours ou à venir, y compris celles associées aux matières enfouies dans les zones déjà autorisées;
- La période à considérer pour ces émissions inclut la phase d'exploitation et s'étend au-delà de la phase de post-fermeture; Il est recommandé de tenir compte des émissions de méthane sur une période d'un minimum de cent ans après la fermeture du lieu.
- Le calcul des émissions de CH₄ peut être réalisé en utilisant :
 - a) Soit le modèle Landfill Gas Emissions Generation Model (LandGEM) de l'USEPA;
 - b) Soit les équations présentées à la section ci-après.

3.17.1 Calcul réalisé avec le modèle LandGEM

Le modèle [Landfill Gas Emissions Generation Model \(LandGEM\)](#), le plus récent modèle conçu par l'USEPA, peut être utilisé pour calculer les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles. Le cas échéant, il faut fournir les informations importantes utilisées dans le modèle. Les paramètres de calcul devraient être cohérents avec ceux de la section suivante.

3.17.2 Calcul réalisé sans le modèle LandGEM (Modification)

Les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles, pour une année donnée, peuvent être estimées avec l'équation 24. Ces émissions correspondent aux quantités générées moins celles qui ont été récupérées et celles qui pourraient être oxydées en CO₂.

Équation 24. Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement de matières résiduelles

$$\text{Émissions } CH_4 = \left[\sum CH_4 \text{ générée}_{x,T} - R_T \right] \times (1 - OX_T)$$

Où :

Émissions de CH₄ = Émissions de CH₄ dans l'année T, en tonnes de CH₄ par année;

T = Année;

x = Type de matières résiduelles (ex. : résidus de jardin, papier)

CH₄ générée_{x,T} = CH₄ généré à partir de la matière décomposable x durant l'année T, en tonnes de CH₄ par année;

R_T = CH₄ récupéré durant l'année T, en tonnes de CH₄ par année;

OX_T = Facteur d'oxydation de l'année T, fraction. Par défaut, ce facteur est de 0,1.

Le méthane généré au fil des années peut être estimé sur la base des quantités et de la composition des matières résiduelles enfouies et des pratiques de gestion du site d'enfouissement.

Tel qu'il est indiqué à l'équation 25, le potentiel de production de méthane dans les sites d'enfouissement repose sur la masse de carbone organique qui se décomposera dans les conditions anaérobies du site (COD_{Dm}) et qui dépend des éléments suivants :

- Le tonnage et le type (x) de matières résiduelles qui sont enfouies annuellement;
- Le carbone organique dégradable (COD), qui représente la partie du carbone organique dans les matières résiduelles qui est disponible pour la décomposition et qui est déterminée par la composition des matières résiduelles entrant dans le lieu d'enfouissement;
- La fraction du COD susceptible de se décomposer dans des conditions anaérobies (COD_f). La COD_f est une estimation de la quantité de COD dans les matières résiduelles qui se décomposent réellement dans le lieu d'enfouissement;
- Le facteur de correction du CH₄ (FCM), qui tient compte de la décomposition des matières résiduelles dans le cadre de différentes pratiques de gestion. Le FCM peut varier entre 0 et 1. La valeur 0 correspond à des conditions complètement aérobies tandis que la valeur 1 correspond à des conditions d'enfouissement complètement anaérobies. Le Québec utilise un facteur FCM de 1 pour les sites d'enfouissement de matières résiduelles gérés en conditions anaérobies, comme il est recommandé dans les Lignes directrices 2006 du GIEC.

Les émissions de méthane générées de l'Équation 24 correspondent à la sommation des émissions de méthane pour chacun des types de matières résiduelles enfouies présentés au tableau 25.

Équation 25. Calcul du carbone organique dégradable et décomposable (CODDm)⁵¹

$$\text{CODDm}_{x,T} = \text{MR}_{x,T} \times \text{COD}_x \times \text{COD}_{fx} \times \text{FCM}$$

Où :

$\text{CODDm}_{x,T}$ = Masse de carbone organique dégradable décomposable d'une matière x déposée pendant l'année T (en tonnes);

x = Type de matière résiduelle déposée (ex. : résidus alimentaires, papier) ou secteur (résidentiel, CRD, ICI);

T = Année;

$\text{MR}_{x,T}$ = Masse d'une matière résiduelle x déposée pendant l'année T (en tonnes);

COD_x = Carbone organique dégradable dans le type de matière résiduelle x ;

COD_{fx} = Fraction de COD susceptible de se décomposer ou qui se décompose pour le type de matière résiduelle x ;

FCM = Facteur de correction du CH_4 pour la décomposition aérobie dans l'année d'enfouissement, fraction. Par défaut, ce facteur est de 1.

La base du calcul des émissions de CH_4 repose sur un modèle de décomposition de premier ordre fondé sur un facteur exponentiel qui décrit la fraction de matière dégradable qui, chaque année, se décompose en CH_4 et en CO_2 . Les équation 26 et équation 27 permettent de calculer, pour une année donnée, la quantité de carbone organique dégradable et décomposable accumulé et décomposé par type de matières résiduelles.

Équation 26. Calcul du CODDm accumulé⁵²

$$\text{CODDma}_{x,T} = \text{CODDmd}_{x,T} + (\text{CODDma}_{x,T-1} \times e^{-k_x})$$

Équation 27. Calcul du CODDm décomposé⁵³

$$\text{CODDm}_{\text{decomp},x,T} = \text{CODDma}_{x,T-1} \times (1 - e^{-k_x})$$

Où :

T = Année;

$\text{CODDma}_{x,T}$ = CODDm $_x$ accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année T , en tonnes;

$\text{CODDmd}_{x,T}$ = CODDm $_x$ déposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T , en tonnes;

$\text{CODDma}_{x,T-1}$ = CODDm $_x$ accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année ($T-1$), en tonnes;

$\text{CODDm}_{\text{decomp},x,T}$ = CODDm $_x$ décomposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T , en tonnes;

k_x = Constante de réaction de la matière x ;

$t_{1/2}$ = Temps de demi-vie (en années).

$$k = \frac{\ln(2)}{t_{1/2}}$$

⁵¹ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, volume 5, chapitre 3, équation 3.2.

⁵² Modifiée d'après l'équation 3.4 des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 5, chapitre 3.

⁵³ Modifiée d'après l'équation 3.5 des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 5, chapitre 3.

L'équation 28 permet de calculer les émissions de CH₄ générées par les matières résiduelles enfouies en fonction du carbone organique dégradable et décomposable décomposé de la matière x.

Équation 28. Émissions de CH₄ générées en fonction du carbone organique dégradable et décomposable décomposé⁵⁴

$$CH_4 \text{ générée}_{x,T} = CODDm \text{ decomp}_{x,T} \times F \times 16/12$$

Où :

CH₄ générée_{x,T} = Quantité de CH₄ générée à partir de la matière décomposable x durant l'année T, exprimée en tonnes de CH₄;

CODDm decomp_{x,T} = CODDm_x décomposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T, exprimé en tonnes de CH₄;

F = Fraction de CH₄, par volume, contenue dans le gaz produit dans le lieu d'enfouissement. Par défaut, ce facteur est de 0,5;

16/12 = Rapport moléculaire pondéral CH₄/C.

Le tableau 29 présente la description des principaux paramètres du modèle de décomposition des matières résiduelles, et les tableau 30, tableau 31 et tableau 32 présentent les paramètres et facteurs à utiliser avec les équations Équation 23, Équation 24, Équation 25, Équation 26, Équation 27 et Équation 28 pour les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles municipales et aux autres types de matières résiduelles. Les valeurs de k, COD et COD_f sont présentées par type de matières résiduelles au tableau 30. Ces mêmes paramètres ont été regroupés par secteurs en fonction de périodes, selon des données de caractérisation, bilans ou estimations du MELCCFP et sont présentés aux tableaux 30 ou 31 et 32. L'utilisation de toute autre valeur que celles présentées aux tableaux 30 et 31 devrait être justifiée. Le CH₄ récupéré durant l'année T (R_T) doit être déterminé et justifié en fonction du système de captage, de destruction (ex.: torchère) ou de valorisation du biogaz et du lieu d'enfouissement.

Tableau 29. Paramètres du modèle de décomposition de premier ordre des matières résiduelles enfouies dans des sites d'enfouissement

Paramètre	Description
Carbone organique dégradable (COD)	Le COD représente la quantité du carbone organique dans les matières résiduelles qui est disponible pour la décomposition et qui est déterminée par la composition des matières résiduelles déposées dans les lieux d'enfouissement. Le COD est généralement mesuré comme étant une fraction du poids humide des matières résiduelles.
Fraction de COD qui se décompose (COD _f)	Le COD _f est une estimation de la quantité de COD dans les matières résiduelles qui se décompose réellement dans les lieux d'enfouissement. Les valeurs du COD _f selon la matière sont tirées principalement de la Révision 2019 des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2019) ⁵⁵ .
Facteur de correction du méthane (FCM)	Le FCM tient compte de la décomposition des matières résiduelles dans le cadre de différentes pratiques de gestion. Il est utilisé pour tenir compte du fait que les lieux d'enfouissement non gérés produisent moins de CH ₄ à partir d'une quantité donnée de matières que les lieux gérés en environnement anaérobie (GIEC, 2006). Pour les lieux d'enfouissement sanitaire et technique au Québec, la valeur recommandée est de 1.
Constante de réaction (k)	k représente la vitesse à laquelle le CH ₄ est généré lors de la réaction de décomposition de premier ordre après que les matières résiduelles ont été déposées dans les lieux d'enfouissement. La valeur de k est influencée, entre autres, par la teneur en humidité, la disponibilité des éléments nutritifs, le pH et

⁵⁴ Modifiée d'après l'équation 3.6 des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 5, chapitre 3.

⁵⁵ Les valeurs pour les matières F et G (tableau 30) ont été adaptées par la Direction de l'expertise en réduction des émissions de gaz à effet de serre du MELCCFP.

	la température. Les taux de décomposition pour les zones climatiques boréales tempérées humides proviennent des Lignes directrices 2006 du GIEC (GIEC, 2006). Les climats « humides » ont des précipitations annuelles moyennes supérieures à l'évapotranspiration potentielle.
Fraction de CH ₄ dans le biogaz (F)	F représente la fraction en volume de méthane dans le biogaz produit par la décomposition des matières résiduelles. Les Lignes directrices 2006 du GIEC (GIEC, 2006) recommandent une valeur par défaut de 0,5.
Facteur d'oxydation (OX)	OX représente la quantité de CH ₄ qui est oxydée par des microorganismes méthanotrophes en CO ₂ lorsqu'elle passe à travers les matériaux qui recouvrent le lieu d'enfouissement. La valeur par défaut de 0,1 des Lignes directrices 2006 du GIEC (GIEC, 2006) pour les sites d'enfouissement gérés couverts d'un matériau oxydant le CH₄ est recommandée.

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022: Partie II - Section A3.6.1.2.1.

Sur la base de la caractérisation des types de matières résiduelles enfouies, couvrant diverses périodes, le MELCCFP a élaboré des valeurs par défaut des paramètres COD_xCOD_f et k en fonction de secteurs et périodes. Aux fins des calculs des émissions provenant de l'enfouissement de matières résiduelles, ces paramètres peuvent être utilisés.

	Types de matières résiduelles	COD	COD _f	k
A	Papier	0,4	0,5	0,06
B	Résidus de jardin	0,2	0,7	0,1
C	Résidus de table	0,15	0,7	0,185
D	Couche	0,24	0,5	0,185
E	Textiles	0,24	0,5	0,06
F	Autres matières organiques	0,4	0,5	0,1
G	Matériaux de construction	0,22	0,1	0,03
H	Bois	0,43	0,1	0,03
I	Boues	0,13	0,5	0,185

* Les boues sont considérées à une siccité de 29 %.

Période	Paramètres : COD _x COD _f			
	Secteurs			Intrant
	Résidentiel	CRD	ICI	Boues
1941-1969	0,1298	0,0311	0,1413	0,065
1970-1989	0,1234	0,0311	0,1413	0,065
1990-2006	0,1173	0,0311	0,1413	0,065
2007-2011	0,1105	0,0311	0,1413	0,065
2012-2015	0,1099	0,0306	0,0938	0,065
2016 -2019	0,1034	0,0306	0,0938	0,065
2020 et plus	0,0935	0,0316	0,0866	0,065

Période	Paramètre : k			
	Secteurs			Intrant
	Résidentiel	CRD	ICI	Boues
1941-1969	0,0661	0,0555	0,0659	0,185

1970-1989	0,0735	0,0555	0,0659	0,185
1990-2006	0,0806	0,0555	0,0659	0,185
2007-2011	0,0930	0,0555	0,0659	0,185
2012-2015	0,0988	0,0366	0,0814	0,185
2016 -2019	0,0972	0,0366	0,0814	0,185
2020 et plus	0,0878	0,0340	0,0688	0,185

3.17.3 Valorisation du biogaz et calcul des réductions de GES associées

Pour tout projet d'enfouissement de matières résiduelles soumis à l'obtention d'une autorisation environnementale, le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles (REIMR) exige minimalement l'installation d'un système de captage du biogaz généré et, si le site d'enfouissement reçoit 50 000 tonnes de matières résiduelles ou plus par année ou a une capacité maximale de plus de 1,5 millions de m³ de matières résiduelles, il est exigé également l'envoi du biogaz capté vers une installation de valorisation (ex. : réseau gazier) ou de destruction (ex. : torchère). Le MELCCFP encourage la valorisation du biogaz en remplacement des combustibles fossiles lorsque cela est possible. Lorsque la valorisation du biogaz est prévue au lieu du brûlage à la torchère, les réductions d'émissions de GES que le projet engendrerait peuvent être quantifiées. La valorisation du biogaz pourrait permettre de réduire la facture de combustibles fossiles dans le cadre du projet ou permettre de réduire les émissions de GES des utilisateurs externes au projet. Le calcul des réductions de GES engendrées peut être réalisé en employant les équations présentées aux sections sur les Émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes et Émissions attribuables aux systèmes de combustion mobiles, selon le type d'utilisation du biogaz.

3.18 Émissions de GES attribuables à la consommation énergétique lors de l'épuration du biogaz

Les émissions de GES attribuables à la consommation d'énergie nécessaire aux opérations d'épuration du biogaz sont calculées aux sections sur les Émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes et Émissions attribuables aux systèmes de combustion mobiles.

3.19 Émissions de CH₄ attribuables à la destruction du biogaz

Les émissions de CH₄ relatives à cette opération peuvent être estimées à partir de l'équation 29, qui tient compte de la quantité de CH₄ envoyée à la torchère et du facteur d'efficacité de destruction du CH₄ dans la torchère (ED).

Équation 29. Émissions de méthane attribuables à la combustion du biogaz

$$E_{CH_4Comb} = Q_{CH_4Comb} \times (1 - ED)$$

Où :

E_{CH_4Comb} = Émissions de méthane attribuables à la combustion du biogaz, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

Q_{CH_4Comb} = Quantité totale de CH₄ envoyée à la torchère par année, exprimée en tonnes de CH₄ par année;

ED = Efficacité de destruction du biogaz.

Le Tableau 33 présente le facteur ED associé aux différents dispositifs de destruction du biogaz.

Tableau 33. Efficacité de destruction du biogaz	
Système, équipement ou procédé de destruction ou de valorisation du biogaz	Facteur d'efficacité (ED)
Torchère à flamme visible	0,96
Torchère à flamme invisible	0,995
Moteur à combustion interne	0,936
Chaudière	0,98
Microturbine ou grande turbine à gaz	0,995
Utilisation du gaz comme carburant GNC/GNL	0,95
Injection dans un réseau de transmission et de distribution de gaz naturel (Le facteur tient compte des pertes dans le réseau et des fuites lors de la distribution.)	0,98
Utilisation du gaz hors site en vertu d'un accord d'utilisation directe	Facteur selon l'accord

Source : RSPEDE, protocole 2, lieux d'enfouissement-destruction ou traitement du CH₄, tableau 1.

3.20 Émissions fugitives de CH₄ attribuables à la biométhanisation de matières résiduelles organiques

La biométhanisation est un procédé biologique (fermentation anaérobie) permettant de valoriser des matières organiques en produisant du biogaz (principalement du méthane), une source d'énergie renouvelable, et un digestat, qui peut être utilisé comme fertilisant. La biométhanisation permet de réduire la quantité de matières organiques destinée à l'élimination, afin de favoriser la réalisation des objectifs environnementaux prévus dans la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles et de réduire les émissions de GES. Le MELCCFP est responsable de la mise en œuvre du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage. Ce sont surtout les très grandes villes qui choisissent ce mode de gestion des matières organiques, compte tenu des infrastructures requises.

Bien que la biométhanisation soit une mesure de réduction des émissions de GES, certaines émissions fugitives de CH₄ peuvent être générées en cours de procédé. Conformément à l'équation 30, les émissions fugitives de CH₄ attribuables au procédé de biométhanisation peuvent être calculées à partir de la quantité de méthane produite annuellement et du taux de fuite du procédé. Pour ce qui est du taux de fuite de CH₄ des digesteurs, l'organisme Climate Action Reserve, dans son protocole « Organic Waste Digestion », propose une valeur de 0,02⁵⁶.

Équation 30. Émissions fugitives de méthane attribuables au traitement du biogaz

$$E_{CH_4BIOMET} = Q_{CH_4BIOMET} \times T_{FCH_4}$$

Où :

$E_{CH_4BIOMET}$ = Émissions de GES attribuables au procédé de biométhanisation de matières résiduelles organiques, en tonnes de CH₄ par année;

$Q_{CH_4BIOMET}$ = Quantité de méthane produite, en tonnes de CH₄ par année;

T_{FCH_4} = Taux de fuite de méthane du procédé de biométhanisation.

⁵⁶ Climate Action Reserve (Reserve), Organic Waste Digestion (OWD) Project Protocol Version 2.1, tableau B6.

3.21 Émissions de GES attribuables à la compression et à la liquéfaction du biogaz

Pour les émissions de GES attribuables à la compression et à la liquéfaction du méthane, il est suggéré de se référer au protocole [QC.29 du RDOCECA](#) sur les émissions résultant des procédés et équipements utilisés pour le transport et la distribution de gaz naturel.

3.22 Émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement de matières résiduelles organiques par compostage

Le compostage est une mesure de réduction des matières organiques et des émissions de GES. Ce sont surtout les petites et moyennes municipalités qui choisissent ce mode de gestion des matières organiques. Le compostage est un procédé de traitement biologique (fermentation aérobie, c'est-à-dire en présence d'oxygène) des matières organiques. Ces dernières sont mélangées à du matériel structurant qui favorise l'aération (ex. : des copeaux de bois) et placées en andains, en piles ou en réacteurs. On obtient le compost après fermentation et maturation. Le compostage génère surtout du CO₂ et de faibles quantités de CH₄ et de N₂O.

Toutefois, comme les émissions de CO₂ libérées lors du compostage résultent de la décomposition de matières organiques provenant de sources de biomasse, elles sont considérées comme biogéniques, et ces émissions ne sont pas incluses dans l'inventaire des GES du Québec. Par conséquent, les estimations des émissions de GES du compostage comprennent seulement les émissions de CH₄ et de N₂O.

Les émissions de GES liées au compostage peuvent être quantifiées à l'aide des équations et facteurs suivants.

Équation 31. Émissions de méthane attribuables au compostage de matières résiduelles

$$E_{CH_4} = FE_{CH_4} \times Qt_{MRO} \times 0,001$$

Où :

E_{CH_4} = Émissions annuelles de CH₄ attribuables au traitement par compostage, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

FE_{CH_4} = Facteur d'émission de CH₄ associé au traitement par compostage, exprimé en kilogrammes de CH₄ par tonne de matières résiduelles organiques (MRO);

Qt_{MRO} = Quantité de MRO traitée par compostage, exprimée en tonnes;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes métriques.

Équation 32. Émissions de N₂O attribuables au compostage de matières résiduelles

$$E_{N_2O} = FE_{N_2O} \times Qt_{MRO} \times 0,001$$

Où :

E_{N_2O} = Émissions annuelles de N₂O attribuables au traitement par compostage, en tonnes de N₂O par année;

FE_{N_2O} = Facteur d'émission de N₂O associé au traitement par compostage, en kilogrammes de N₂O par tonne de MRO;

Qt_{MRO} = Quantité de MRO traitée par compostage, en tonnes;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes métriques.

Le Tableau 34. ci-dessous présente les facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O associés au compostage des matières résiduelles.

Tableau 34. Facteurs d'émission de CH ₄ et de N ₂ O associés au compostage de MRO			
Type de matière	FECH ₄ (kg CH ₄ /t MRO)	FEN ₂ O (kg N ₂ O /t MRO)	Référence
Déchets de jardin	1,72	0,25	RIN 1990–2022, partie 2, tableau A6.7-4
Déchets solides municipaux	1,51	0,18	
Biosolides ou fumier	3,54	0,18	
Mélange des déchets susmentionnés cocompostés	1,09	0,11	

3.23 Émissions de GES attribuables à l'incinération des matières résiduelles ou au traitement thermique des matières dangereuses ou des sols contaminés

L'incinération des matières résiduelles ou le traitement thermique des matières dangereuses ou des sols contaminés peuvent être des sources d'émission de CO₂, de CH₄ et de N₂O. Les sections qui suivent présentent les équations permettant le calcul des émissions de GES liées à ces activités.

3.23.1 Émissions de CO₂ d'origine fossile attribuables à l'incinération des matières résiduelles municipales (autres que les boues)

L'incinération des matières résiduelles municipales génère des émissions de CO₂ à partir du carbone fossile qu'elles contiennent. Pour la portion de ces matières qui ne contient pas de biomasse (c'est-à-dire qui ne sont pas biogéniques), l'équation 33 permet de quantifier ces émissions⁵⁷. L'incinération des boues est abordée à la section suivante.

Équation 33. Émissions non biogéniques de CO₂ attribuables à l'incinération des matières résiduelles municipales, autres que les boues.

$$E_{MRM} CO_{2f} = MRM \times (1 - PAB) \times FE_{MRM} \times PCS_{MRM} \times FO \times 0,001$$

Où :

E_{MRM} CO_{2f} = Émissions annuelles de CO₂ attribuables à l'incinération des matières résiduelles municipales, exprimées en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

MRM = Masse totale de matières résiduelles municipales (poids humide) incinérées, exprimé en tonnes par année;

PAB = Fraction des matières résiduelles municipales attribuable à la biomasse;

FE_{MRM} = Facteur d'émission de CO₂ associé aux matières résiduelles municipales (85,6 kg/GJ);

PCS_{MRM} = Pouvoir calorifique supérieur des matières résiduelles municipales, valeur par défaut = 11,57 GJ/tonne de matières résiduelles municipales;

FO = Facteur d'oxydation, valeur par défaut = 1 (100 %);

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes métriques.

⁵⁷ Adapté de l'équation 1-1 du RDOCECA.

3.23.2 Émissions de CO₂ d'origine fossile attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration

L'incinération et le traitement thermique des matières résiduelles génèrent des émissions non biogéniques de CO₂ à partir du carbone fossile contenu dans ces matières. L'équation 34 permet de quantifier ces émissions⁵⁸.

Équation 34. Émissions non biogéniques de CO₂ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration

$$E_{MR} CO_2 = \sum_i (MR_i \times ms_i \times FC_i \times FCF_i \times FO_i) \times 44/12$$

Où :

E_{MR} CO₂ = Émissions non biodégradables annuelles de CO₂ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique de matières résiduelles autres que municipales, en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

MR_i = Quantité totale de matières résiduelles de type *i* (poids humide) incinérée, en tonnes par année;

ms_i = Teneur en matière sèche des matières résiduelles (poids humide) incinérées, (fraction);

FC_i = Fraction de carbone dans la matière sèche (teneur totale en carbone);

FCF_i = Fraction de carbone fossile dans le total de carbone, (fraction);

FO_i = Facteur d'oxydation, valeur par défaut = 1 (100 %);

44/12 = Coefficient de conversion de C en CO₂;

i = Type de matières résiduelles incinérées ou traitées thermiquement : matières résiduelles municipales, industrielles ou dangereuses, déchets biomédicaux ou boues d'épuration.

Le tableau 35 présente les facteurs de carbone (FC) et de carbone fossile (FCF) dans les matières résiduelles à utiliser dans l'Équation 34. Ces facteurs proviennent de guides de bonnes pratiques, des lignes directrices 2006 du GIEC⁵⁹ et du rapport 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

⁵⁸ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

⁵⁹ GIEC (2000). Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de GES.

Tableau 35. Facteurs par défaut pour le calcul des émissions de CO₂

Types de matières résiduelles autres que municipales incinérées ou traitées	FC : fraction de carbone dans la matière sèche (%)	FCF : fraction de carbone fossile du total de carbone (%)	Références
Industrielles	50	90	1
Dangereuses	50	90	2
Déchets biomédicaux	60	40	1
Boues :			
- Municipales	31	0	3
- Industrie alimentaire	44	0	3
- Industrie papetière (boues de procédé)	28	0	3
- Industrie papetière (boues d'épuration)	31	0	3

1. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 : Déchets, Chapitre 5, Tableau 5.2.

2. Lignes directrices 2006 du GIEC. Volume 5 : Déchets. Chapitre 5. Tableau 5.6.

3. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 : Déchets, Chapitre 2, Tableau 2.4A

3.23.3 Émissions de CH₄ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration

Les émissions de CH₄ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique résultent principalement d'une combustion incomplète des matières résiduelles. Elles sont influencées par les paramètres suivants : la technologie utilisée, le mode opératoire, la température, le temps de séjour et l'indice d'air. L'équation 35 permet de quantifier ces émissions⁶⁰.

Équation 35. Émissions de CH₄ attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles

$$E_{MR}CH_4 = \sum_i (MR_i \times FE_iCH_4) \times 0,001$$

Où :

$E_{MR} CH_4$ = Émissions annuelles de CH₄, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

MR_i = Quantité de matières résiduelles de type i incinérée, ou traitée thermiquement annuellement, exprimée en tonnes par année;

$FE_i CH_4$ = Facteur d'émission de CH₄ associé aux matières résiduelles de type i , exprimé en kilogrammes de CH₄ par tonne de matières résiduelles, Tableau 35;

10^{-6} = Coefficient de conversion de grammes à tonnes;

i = Catégorie ou type de matières résiduelles incinérées ou traitées thermiquement, précisées comme suit :

MRM : matières résiduelles municipales; MRI : matières résiduelles industrielles; MDR : matières dangereuses résiduelles; DB : déchets biomédicaux; et BE : boues d'épuration.

Le tableau 36 présente les facteurs d'émission de CH₄ et N₂O correspondant à l'incinération des différents types de déchets en fonction du type d'installation. Ces facteurs peuvent être employés dans l'équation 35 et l'équation 36.

⁶⁰ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

Tableau 36. Facteurs d'émission de CH₄ et de N₂O par défaut pour les installations d'incinération

Type de déchet	Type d'alimentation	Type d'incinérateur	FE CH ₄ (g/t)	FE N ₂ O (g/t)
Déchets solides municipaux	Continue	Fourneau mécanique	0,2	50
Déchets solides municipaux	Continue	Lit fluidisé	0	50
Déchets solides municipaux	Semi-continue	Fourneau mécanique	6	50
Déchets solides municipaux	Semi-continue	Lit fluidisé	188	50
Déchets solides municipaux	Par lot	Fourneau mécanique	60	60
Déchets solides municipaux	Par lot	Lit fluidisé	237	60
Déchets dangereux	Continue	Fourneau mécanique	169,49	3163,84
Déchets dangereux	Par lot	Fourneau mécanique	169,49	3163,84
Boues d'épuration	Continue	Lit fluidisé	9,70	990
Boues d'épuration	Continue	Fourneau mécanique	9,70	990
Déchets médicaux	Continue	Fourneau mécanique	0,20	50
Déchets médicaux	Par lot	Fourneau mécanique	60	60
Déchets médicaux	Semi-continue	Fourneau mécanique	0,20	50
Autres boues	Continue	Fourneau mécanique	0,20	450
Autres boues	Par lot	Fourneau mécanique	60	450
Déchets liquides d'origine fossile	Continue	Fourneau mécanique	0,20	100
Déchets liquides d'origine fossile	Par lot	Fourneau mécanique	60	100
Déchets industriels	Continue	Fourneau mécanique	0,20	50
Déchets industriels	Continue	Lit fluidisé	0	50
Déchets industriels	Semi-continue	Fourneau mécanique	6	50
Déchets industriels	Semi-continue	Lit fluidisé	188	50
Déchets industriels	Par lot	Fourneau mécanique	60	60
Déchets industriels	Par lot	Lit fluidisé	237	60

Source : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2022. Partie 2. Tableau A3.6-12

3.23.4 Émissions de N₂O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration calculées à partir des facteurs d'émission

Les émissions d'oxyde nitreux sont influencées par la température du procédé de combustion, par le dispositif de contrôle de pollution atmosphérique, par le type et la teneur en azote des matières résiduelles et par l'indice d'air. L'équation 36 permet de quantifier ces émissions⁶¹.

Équation 36. Émissions de N₂O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration calculées à partir des facteurs d'émission

$$E_{MR}N_2O = \sum_i (MR_i \times FE_i N_2O) \times 0,001$$

Où :

$E_{MR}N_2O$ = Émissions de N₂O, en tonnes de N₂O par année;

MR_i = Quantité de matières résiduelles de type i incinérée ou traitée thermiquement, en tonnes par année;

$FE_i N_2O$ = Facteur d'émission de N₂O associé aux matières résiduelles de type i , en kilogrammes de N₂O par tonne de matières résiduelles, obtenu à partir du tableau 35;

0,001 = Coefficient de conversion de kilogrammes à tonnes;

i = Catégorie ou type de matières résiduelles incinérées ou traitées thermiquement, précisé comme suit :

MRM : matières résiduelles municipales; MRI : matières résiduelles industrielles; MDR : matières dangereuses résiduelles; DB : déchets biomédicaux; et BE : boues d'épuration.

3.23.5 Émissions de N₂O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration selon des données de concentration dans le gaz de fumée

Lorsque des données de concentration de N₂O dans le gaz de fumée sont disponibles, les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des matières résiduelles peuvent être calculées à partir de l'équation 37⁶².

Équation 37. Émissions de N₂O attribuables à l'incinération ou au traitement thermique des matières résiduelles municipales, industrielles et dangereuses, des déchets biomédicaux et des boues d'épuration calculées selon des données de concentrations dans le gaz de fumée

$$E_{MR}N_2O = \sum_i (MR_i \times CE_i \times VGF_i) \times 10^{-9}$$

Où :

$E_{MR}N_2O$ = Émissions annuelles de N₂O, en tonnes de N₂O par année;

MR_i = Quantité de matières résiduelles de type i incinérée ou traitée thermiquement, en tonnes par année;

⁶¹ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

⁶² Idem

CE_i = Concentration des émissions de N_2O dans le gaz de fumée provenant de l'incinération de matières résiduelles de type i , en $mg\ N_2O/m^3$;

VGF_i = Volume du gaz de fumée par quantité de matières résiduelles de type i incinérée, en $m^3/tonne$;

10^{-9} = Coefficient de conversion de milligrammes à tonnes;

i = Catégorie ou type de matières résiduelles incinérées, précisé comme suit :

MRM : matières résiduelles municipales; MRI : matières résiduelles industrielles; MDR : matières dangereuses résiduelles; DB : déchets biomédicaux; et BE : boues d'épuration.

3.23.6 Récupération de l'énergie et réduction des émissions de GES associées

Si l'énergie résiduelle est valorisée pour remplacer des combustibles fossiles, cela contribue à réduire les émissions de GES. Il existe plusieurs exemples au Québec de vente d'énergie à des industries à proximité (ex. : réseau de vapeur). Dans le cas où il est prévu de récupérer l'énergie résiduelle générée, il est suggéré de quantifier les réductions d'émissions de GES afférentes. Pour ce faire, l'équation fournie à la section sur les Émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes peut être utilisée.

3.24 Émissions attribuables au traitement et au rejet des eaux usées

Ces émissions comprennent les émissions de CH_4 et de N_2O attribuables au traitement des eaux usées municipales et industrielles ainsi que les émissions de CH_4 et de N_2O attribuables au rejet des eaux usées non traitées.

3.24.1 Émissions de CH_4 attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées

La méthode d'estimation des émissions de CH_4 attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées présentée dans ce guide suit les recommandations des lignes directrices du GIEC. Les émissions de CH_4 sont estimées en fonction de la charge de matières organiques dans les eaux usées, de la capacité maximale de production de méthane (Bo) et du facteur de correction du méthane (FCM), lequel est fonction du type de traitement des eaux usées réalisé. L'équation 38 présente les émissions de méthane issues du traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de CH_4 par année.

Équation 38. Émissions de CH_4 attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées

$$CH_4 = (FE_{CH_4(\text{trait})} \times Ch_{Org} \times Eff + FE_{CH_4(\text{rej})} \times Ch_{Org} \times (1 - Eff)) \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions de CH_4 attribuables au traitement et au rejet des eaux usées, exprimées en tonnes de CH_4 par année;

$FE_{CH_4(\text{trait})}$ = Facteur d'émission du méthane associé au traitement des eaux usées, exprimé en $kg\ CH_4/kg\ DBO_5$;

Ch_{Org} = Charge organique annuelle totale de l'usine de traitement des eaux usées, exprimée en kilogrammes de DBO_5 par année;

$FE_{CH_4(\text{rej})}$ = Facteur d'émission du méthane associé au rejet direct des eaux usées, exprimé en $kg\ CH_4/kg\ DBO_5$. Puisque les types de plan d'eau récepteur peuvent être inconnus, ce guide adopte le facteur d'émission de niveau 1 utilisé dans le RIN 1990-2022 soit $0,0396\ kg\ CH_4/kg\ DBO_5$;

Eff = Efficacité de traitement des eaux usées. Fraction de la charge organique des eaux usées enlevé lors du traitement.

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

La charge organique est déterminée à partir du taux de charge organique par habitant par jour et un coefficient de correction des apports industriels et commerciaux de 1,25⁶³. L'équation 39 permet de calculer la charge organique annuelle à traiter.

Équation 39. Calcul de la charge organique annuelle

$$Ch_{Org} = Pop \times DBO_{Hab.jour} \times 1,25 \times 365$$

Où :

Ch_{Org} = Charge organique annuelle dans les systèmes de traitement des eaux usées, en kg de DBO₅;

Pop = Population qui est connectée au système de traitement des eaux usées;

DBO_{Hab.jour} = Charge organique par habitant et par jour = 0,06 kgDBO₅/personne/jour;

1,25 = Coefficient de correction des apports industriels et commerciaux;

365 = Facteur de correction jours/année.

Le tableau 37 ci-après présente les facteurs d'émission de méthane associés aux différents types de traitement des eaux usées.

Tableau 37. Facteurs d'émission de méthane associés aux différents types de traitement des eaux usées		
Type de traitement	FE _{CH4(trait)} (kg CH ₄ /kg DBO)	Eff
Aucun traitement	0	0
Traitement primaire	0,0108	0,4
Lagune d'épuration aérobie	0	0,85
Lagune d'épuration anaérobie	0,288	0,85
Lagune d'épuration facultative	0,072	0,85
Autre / Lagune d'épuration de type « non précisé »	0,072	0,85
Traitement secondaire anaérobie	0,288	0,85
Traitement secondaire par boues activées	0,0108	0,95
Lit bactérien	0,0108	0,85
Lit bactérien (charge élevée)	0,0108	0,85
Disques biologiques	0,0108	0,85
Réacteurs biologiques séquentiels (RBS)	0,018	0,9
Traitement secondaire par biofiltration	0,0108	0,95
Traitement secondaire avec élimination biologique des éléments nutritifs	0,0108	0,98
Fosse septique	0,18	1
Fosse septique avec décharge en mer	0,18	0,625
Terres humides	0,0612	0,975
Autre / Inconnu	0,072	0,85

Source : Adaptée du Rapport d'inventaire national 1990-2022. Partie 2. Tableau A3.6-14.

⁶³ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 Waste. Chapitre 6. Wastewater treatment and discharge https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/5_Volume5/19R_V5_6_Ch06_Wastewater.pdf

3.24.2 Émissions de N₂O attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées

Les émissions de N₂O peuvent provenir directement des installations d'épuration ou être générées indirectement à partir des eaux usées après rejet de l'effluent dans des cours d'eau, des lacs ou la mer. Les émissions directes, résultant de la nitrification et de la dénitrification, au niveau des installations de traitement des eaux usées, peuvent être considérées comme des sources mineures et donc négligeables, sauf pour les installations plus sophistiquées ayant la capacité de faire la nitrification et la dénitrification des effluents (GIEC, 2006).

L'équation 40 présente les émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de N₂O par année.

Équation 40. Émissions de N₂O attribuables au traitement ou au rejet des eaux usées

$$E_{N_2O} = FE_{N_2O} \times N \times \frac{44}{28} \times 0,001$$

Où :

E_{N₂O} = Émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de N₂O par année;

FE_{N₂O} = Facteur d'émission de N₂O attribuables aux eaux usées, utiliser le Tableau 38;

N = Quantité d'azote présente dans les eaux usées, en kilogrammes de N par année;

44/28 = Facteur stœchiométrique utilisé pour convertir l'azote moléculaire en N₂O;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Par conséquent, selon l'équation 40, les émissions de N₂O sont directement proportionnelles à la quantité d'azote présente dans les eaux usées et au facteur d'émission de N₂O. Ce dernier est caractéristique de chaque type de traitement ou de rejet et peut être estimé à partir du Tableau 38.

Tableau 38. Facteurs d'émission de N ₂ O associés aux différents types de traitement des eaux usées résidentielles et industrielles		
Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	FE _{N₂O} (kg N ₂ O/kg N)
Eaux usées non traitées		
Rejets en eau douce, dans les estuaires et la mer (niveau 1)	Sur la base de données de terrain limitées et d'hypothèses spécifiques concernant l'occurrence de la nitrification et de la dénitrification dans les rivières et les estuaires.	0,005
Rejets dans des environnements touchés par l'eutrophisation ou des environnements hypoxiques (niveau 3, si nécessaire)	Des émissions plus élevées sont associées aux eaux hypoxiques ou aux eaux enrichies par des éléments nutritifs, comme celles des lacs, des estuaires et des rivières eutrophisés, ou aux endroits où règnent des conditions stagnantes.	0,019
Eaux usées traitées		
Stations d'épuration aérobies centralisées	Le N ₂ O est variable et peut être significatif.	0,016
Réacteur anaérobie	Le N ₂ O n'est pas significatif.	0
Lagune anaérobie	Le N ₂ O n'est pas significatif.	0

Tableau 38. Facteurs d'émission de N₂O associés aux différents types de traitement des eaux usées résidentielles et industrielles

Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	FE _{N2O} (kg N ₂ O/kg N)
Milieu humide artificiel	Se référer au document 2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Wetlands (IPCC 2014)	
Fosse septique	Le N ₂ O n'est pas significatif.	0
Fosse septique + champ d'épuration	Le N ₂ O est émis par le champ d'épuration.	0,0045
Latrine	Le N ₂ O n'est pas significatif.	0
Digesteur anaérobie des boues	Le N ₂ O n'est pas significatif.	0

Source: 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 Waste. Chapitre 6. Wastewater treatment and discharge. Tableau 6.3.

La quantité totale d'azote à traiter peut être estimée en fonction de la population desservie par l'usine d'épuration (eaux usées municipales) ou de la charge en azote à traiter par l'usine d'épuration des eaux industrielles (eaux usées industrielles). Les équations Équation 41 et Équation 42 permettent d'estimer la quantité totale d'azote à traiter pour les eaux usées domestiques et les eaux usées industrielles, respectivement.

Équation 41. Quantité totale d'azote présente dans les eaux usées municipales

$$N = \text{Protéines} \times \text{Population} \times F_{NPR} \times N_{\text{ménage}} \times F_{NC}$$

Où :

N = Quantité d'azote totale présente dans les eaux usées municipales, en kilogrammes de N par année;

Protéines = Consommation annuelle de protéines par personne = 27,3 kilogrammes par personne par an⁶⁴;

Population = Population desservie par les installations de traitement des eaux usées;

F_{NPR} = Fraction d'azote dans les protéines = 0,16 kilogramme de N par kilogramme de protéine⁶⁵;

$N_{\text{ménage}}$ = Fraction additionnelle d'azote issue des produits de ménage = 1,17⁶⁶;

F_{NC} = Fraction de protéine non consommée = 1,13⁶⁷.

Pour ce qui est des stations d'épuration des eaux usées industrielles, l'équation 42 permet d'estimer la quantité totale d'azote traitée à la station d'épuration en multipliant le débit annuel d'eaux usées traitées par la concentration d'azote totale de l'affluent.

⁶⁴ RIN 1990-2022. Partie 2. Tableau A3.6-18

⁶⁵ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapitre 6, page 6.38.

⁶⁶ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapitre 6, Tableau 6.10A.

⁶⁷ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapitre 6, Tableau 6.10A.

Équation 42. Quantité totale d'azote présente dans les eaux usées industrielles

$$N = \text{Débit}_{\text{Annuel}} \times \text{CAzote}_{\text{Aff}}$$

Où :

N = Quantité d'azote présente dans les eaux usées industrielles, exprimée en kilogrammes de N par année;

$\text{Débit}_{\text{Annuel}}$ = Débit annuel des eaux usées traitées à la station d'épuration, en mètres cubes par année;

$\text{CAzote}_{\text{Aff}}$ = Concentration totale d'azote de l'affluent traité à la station d'épuration, en kilogrammes de N par mètre cube.

Dans l'éventualité où le type de traitement et son taux d'enlèvement d'azote est connu, il est possible d'utiliser l'équation 43 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** pour déterminer la quantité totale d'azote envoyée à l'effluent.

Équation 43. Quantité totale d'azote envoyée à l'effluent

$$N_{\text{EFF}} = N \times (1 - N_{\text{ENL}})$$

Où :

N_{EFF} = Quantité totale d'azote envoyée à l'effluent, exprimée en kilogrammes de N par année;

N = Quantité d'azote présente dans les eaux usées industrielles, exprimée en kilogrammes de N par année;

N_{ENL} = Fraction d'azote enlevée durant le traitement des eaux usées, obtenue à partir du Tableau 39.

Tableau 39. Fraction d'azote enlevée durant le traitement des eaux usées (N_{ENL})		
Type de traitement	Valeur par défaut pour l'enlèvement d'azote	Fourchette de valeurs pour l'enlèvement d'azote
Aucun traitement	0	0
Traitement primaire (mécanique)	0,10	0,05 à 0,20
Traitement secondaire (biologique)	0,40	0,35 à 0,55
Traitement tertiaire (biologique avancé)	0,80	0,45 à 0,85
Fosse septique	0,15	0,10 à 0,25
Fosse septique + champs d'épuration	0,68	0,62 à 0,73
Latrine	0,12	0,07 à 0,21

Source: Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, Chapitre 6, Tableau 6.10c.

3.25 Exploration et exploitation des hydrocarbures

3.25.1 Contexte au Québec

L'adoption, le 12 avril 2022, de la [Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités \(projet de loi 21\)](#), met fin aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures et aux activités d'exploitation des saumures au Québec. Historiquement, plus de 900 puits pétroliers ou gaziers ont été forés depuis 1860 au Québec, mais la filière s'y est peu développée. Trois projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures au Québec ont fait l'objet d'une attention médiatique au cours de la décennie. Ces projets sont le développement potentiel du gaz de schiste dans la vallée du Saint-Laurent, le développement potentiel de gaz et de pétrole de schiste à l'île d'Anticosti et au Québec et le développement des hydrocarbures de la formation Old Harry dans le golfe

du Saint-Laurent près des Îles-de-la-Madeleine. Ces projets ont d'ailleurs servi de référence pour l'élaboration des méthodologies de quantification des émissions de GES dans le présent guide. Malgré l'adoption du projet de loi 21, cette section a été conservée, car certaines méthodologies pourraient être applicables à d'autres secteurs, notamment pour la fermeture des puits d'hydrocarbures orphelins au Québec⁶⁸.

Pour la quantification des émissions de GES, la présente section se base sur les nombreux rapports et études produits dans le cadre des différentes évaluations environnementales stratégiques (EES), sur la réglementation en vigueur au Québec (RDOCECA), aux États-Unis (United States Environmental Protection Agency [USEPA]) et au Canada, ainsi que sur les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du MELCCFP⁶⁹. De plus, certaines méthodologies issues de l'American Petroleum Institute (API) sont utilisées comme références. Finalement, parmi les références concernant les impacts de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur les émissions de GES applicables au contexte du Québec, citons les études du Centre international de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG)⁷⁰ (2013), de WSP⁷¹ (2015) et du MELCCFP⁷² (2013).

L'état des connaissances sur cette filière étant peu avancé au Québec, le principe de précaution doit être appliqué pour ce type de projet, et un processus particulier est appliqué pour la détermination des sources d'émission de GES. La présente section [ainsi que l'annexe B](#) présentent des méthodologies applicables pour évaluer les émissions de GES des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

3.25.2 Description de la séquence des opérations

L'annexe B présente la séquence générale des opérations d'un projet type d'exploration et d'exploitation du pétrole de schiste (réf. : WSP, 2015). En raison de la grande variabilité des activités liées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures (ex. : forages avec fracturation hydraulique ou forages « conventionnels »), certains éléments peuvent ne pas être identifiés dans le guide ou, au contraire, couvrir un spectre plus large. Quoi qu'il en soit, il est important d'identifier toutes les phases, toutes les activités et tous les équipements qui, dans le cadre du projet, ont des impacts sur les émissions de GES.

À la page suivante, un résumé des principales phases et activités à considérer dans la quantification des émissions de GES (liste non exhaustive).

- A. APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRES PREMIÈRES (AMONT)
- B. TRAVAUX PRÉLIMINAIRES
 - Levés géophysiques et autres types de levés, échantillonnage et tests
 - Préparation du site

⁶⁸ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, mars 2021.

https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/secteur_activites/energie/RA-puits-inatifs-2024.pdf

⁶⁹ MELCCFP, 2014. Lignes directrices sur l'exploration des hydrocarbures au Québec.

⁷⁰ MELCCFP, décembre 2013. Rapport synthèse des résultats du CIRAIG sur l'impact des émissions de GES de la filière du gaz de schiste au Québec.
https://archives.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.24.pdf

⁷¹ WSP, octobre 2015. Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti. Étude AENV17,
https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/secteur_activites/energie/AENV17.pdf

⁷² MELCCFP, décembre 2013. Rapport synthèse des résultats du CIRAIG sur l'impact des émissions de GES de la filière du gaz de schiste au Québec.
https://archives.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.24.pdf

C. EXPLORATION

- Sondages et forage de puits
- Fracturation hydraulique
- Essais de production

D. PROJET PILOTE/DÉVELOPPEMENT

- Forage de puits
- Fracturation hydraulique
- Essais de production

E. PRODUCTION D'HYDROCARBURES

- Séparation mélange eau-hydrocarbures
- Pompage des hydrocarbures
- Compression des gaz
- Déshydratation et décarbonation des gaz
- Transfert du gaz naturel
- Liquéfaction du gaz naturel
- Stockage du GPL
- Stockage des condensats
- Séquestration du CO₂

F. TRANSPORT ET DISTRIBUTION

- Transport par pipeline, gazoduc, bateau, train ou camion

G. FERMETURE DÉFINITIVE

- Démantèlement des équipements de surface
- Fermeture des puits
- Remise en état du site

H. GESTION DES REJETS ET RÉSIDUS

- Boues et déblais
- Eaux usées
- Émissions dans l'atmosphère
- Rejets accidentels
- Gestion des équipements

I. SUIVI POST-FERMETURE

- Programme de suivi des émissions de GES, y compris les émissions fugitives

3.25.3 Calcul des émissions de GES basé sur des équations

Les sources d'émission de GES doivent être identifiées de façon claire et détaillée et les émissions de GES doivent être quantifiées pour chacune des phases et pour chaque activité. Cela permet de bien cerner les activités les plus émettrices de GES et, éventuellement, de disposer d'un aperçu des mesures d'atténuation

possibles. En particulier, les activités liées à l'extraction des hydrocarbures ainsi qu'à l'essai de production des puits (phases D et E) doivent être détaillées, étant donné le potentiel d'émission qui leur est associé. Le tableau 40 présente des exemples de sources d'émission qui doivent minimalement être considérées. Les formules et méthodologies proposées le sont à titre indicatif. D'autres méthodologies ou références pourraient être utilisées selon les besoins particuliers du projet. Le cas échéant, elles devront être bien documentées et reposer sur des sources fiables et vérifiables.

Tableau 40. Sources d'émission de GES et références pour la quantification		
N°	Sources	Références - Quantification
Sources - Combustion		
1	Moteur à combustion interne, au diesel ou autre, pour le transport de matériel, d'équipements ou d'intrants spécifiques au procédé, y compris le transport aérien, maritime et terrestre par rail ou par camionnage	Protocole QC.27 du RDOCECA
2	Moteur à combustion interne, au diesel ou autre, pour équipements mobiles (machinerie hors route, camion de pompage, équipements de mélange, etc.)	Protocole QC.27 du RDOCECA
3	Moteur à combustion interne, au diesel ou autre, pour transport de personnes (le cas échéant), y compris le transport aérien, maritime et terrestre par rail ou par camionnage	Protocole QC.27 du RDOCECA (méthodologie applicable même si le transport des personnes est exclu a priori) et section 4.8 du guide API
4	Moteur à combustion interne, au diesel ou autre (y compris au gaz naturel ou à l'éthane) pour groupe électrogène (production d'électricité locale) ou autres équipements fixes tels que les compresseurs et les pompes	Protocoles QC.1 et QC.16 du RDOCECA (groupes électrogènes)
5	Chaudière et appareils de chauffage fonctionnant au mazout, au diesel, au gaz naturel, à l'éthane ou autre (production de chaleur - ex. : pour le réchauffement de l'eau de fracturation ou du gaz ou pour la régénération du glycol)	Protocole QC.1 du RDOCECA
6	Torchère ou autre équipement de destruction des gaz (fosse de brûlage)	Protocole QC.33.3.13 du RDOCECA ou section 4.6 du guide API pour les torchères et protocole QC.1 du RDOCECA pour tout autre équipement
7	Incinérateur, oxydateur thermique ou catalytique	Protocole QC.1 du RDOCECA (incinérateur) et section 4.7 du guide API
8	Centrale électrique fonctionnant au mazout, à l'éthane, au gaz naturel, au diesel ou avec d'autres combustibles fossiles pour la production d'électricité locale (y compris la cogénération)	Protocole QC.16 du RDOCECA et section 7.2 du guide API
Sources - Procédés		
9	Microfuites de procédés - brides et raccords (tuyauterie ou équipements), valves manuelles ou de contrôle, instruments, etc.	Protocoles QC.33.3.16/17 du RDOCECA et section 6.1.3 du guide API
10	Ouvertures de soupapes de sûreté (événements ponctuels)	Sections 5.7 et B7.3 du guide API
11	Événements de compresseurs (centrifuges ou alternatifs)	Protocoles QC.33.3.14/15 du RDOCECA
12	Événements d'actuateurs pneumatiques fonctionnant au gaz de puits ou au gaz naturel	Protocoles QC.33.3.1/2 du RDOCECA et section 5.6.1 du guide API
13	Événements de pompes pneumatiques fonctionnant au gaz de puits ou au gaz naturel	Protocole QC.33.3.1 du RDOCECA et section 5.6.2 du guide API

Tableau 40. Sources d'émission de GES et références pour la quantification

N°	Sources	Références - Quantification
14	Événements de réservoirs de produit final ou de transfert (pétrole, condensat, etc.)	Protocole QC.33.3.9 du RDOCECA et sections 5.4.1/2/4 du guide API
15	Événements de réservoirs de carburants et de combustibles (diesel ou autre)	Chapitre 7 du guide USEPA AP42
16	Événements de réservoirs de stockage des eaux de reflux	Section 5.4.3 du guide API
17	Dégazage des boues de forage	Section 5.6.3 du guide API
18	Émissions des bassins de traitement des eaux ou des eaux de reflux	Section 6.2.1 du guide API
19	Équipements d'épuration du H ₂ S (gaz acides)	Protocole QC.33.3.3 du RDOCECA et section 5.1.5 du guide API
20	Événement du régénérateur de glycol (déshydrateurs)	Protocole QC.33.3.4 du RDOCECA et sections 5.1/3/4 du guide API
21	Séparateurs de gaz	Voir les références associées aux sources suivantes, selon le cas : microfuites de procédés - brides et raccords, émissions fugitives de complétion et torchère)
22	Purges des équipements pour entretien ou autre	Protocole QC.33.3.7 du RDOCECA et section 5.7.2 du guide API
Sources - Autres, pertes		
23	Émissions fugitives lors de la complétion (y compris la fracturation), du reconditionnement ou des essais de production (CO ₂ ou méthane)	Protocoles QC.33.3.6 et QC33.4.6 du RDOCECA et section 5.7.2 du guide API
24	Ventilation à l'atmosphère des gaz en provenance des puits (pas de torchère ou hors fonction) lors d'essais de production	Protocole QC.33.3.11 du RDOCECA et section 5.7.2 du guide API
25	Émissions fugitives des événements de tête de puits - (CO ₂ ou méthane)	Protocoles QC.33.3.5 et QC33.3.11 du RDOCECA
26	Émissions fugitives avec eaux de reflux lors de la fracturation	Voir les références associées aux sources suivantes : réservoir ou bassin d'eau de reflux, et séparateur de gaz
27	Pertes lors du remplissage (camion, train ou bateau) et opération de lestage (ballast)	Sections 5.5.1 et 5.5.2 du guide API
Sources - Autres		
28	Émissions dues à l'utilisation d'explosifs	Section 3.7 de ce guide
29	Déboisement lors de la construction	Sections 3.10.1 et 3.10.2 de ce guide
30	Production d'électricité hors site (indirecte)	Section 3.3 de ce guide
31	Production de chaleur (vapeur) ou de froid (eau refroidie) hors site (indirecte)	Section 7.1.5 et 7.1.6 du guide API
32	Émissions dues aux activités de construction (bâtiments, installations connexes, conduites de gaz et de pétrole, réservoirs, etc.)	Voir les références associées à la source suivante : équipements de combustion mobiles ou fixes
33	Émissions fugitives dues à l'utilisation d'équipements de réfrigération ou de climatisation	Section 3.9 de ce guide et section 6.4.1 du guide API
34	Toute autre source associée au projet	À préciser dans le calcul

3.25.4 Calcul des émissions de GES basé sur des taux d'émission

Si le projet comporte une étude de la dispersion atmosphérique des contaminants dans l'air, la méthode basée sur la détermination des taux d'émission pourrait être utilisée en fonction des gaz à effet de serre propres au projet, et ce, pour chacune des sources. Il est possible de se référer aux études réalisées dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques à titre d'exemples méthodologiques (WSP, 2015⁷³ et SNC-Lavalin, 2013⁷⁴). Les détails de la méthodologie utilisée doivent être fournis.

3.25.5 Présentation des résultats

Minimalement, voici les éléments qui devraient se retrouver dans la description de la méthodologie d'évaluation des GES :

- La séquence détaillée des opérations;
- La liste des équipements nécessaires à la réalisation des activités et leurs paramètres d'exploitation;
- Les sources d'émission de GES, y compris les émissions fugitives;
- Les facteurs et modèles d'émission;
- La durée des activités et la durée d'utilisation des équipements;
- Les caractéristiques physiques des lieux qui ont un impact sur les GES (ex. : nombre de plateformes de forage et superficie des plateformes);
- Les propriétés et caractéristiques des hydrocarbures considérés dans les calculs (ex. : pouvoir calorifique, composition du gaz, composition de l'hydrocarbure liquide, concentration de CO₂ dans le gaz ou l'hydrocarbure liquide, composition en soufre et taux de production);
- Les références et sources de données utilisées pour la quantification (ex. : RDOCECA, USEPA, API).

Pour la présentation des résultats, un tableau des émissions de GES doit être fourni pour chaque phase du projet. Les émissions doivent être ventilées selon les activités ou les équipements émetteurs, et ce, par types de gaz et en équivalent CO₂. L'Annexe B – Information complémentaire sur les projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures présente des exemples de tableaux de résultats que le rapport de quantification devrait minimalement comporter.

3.26 Émissions directes de GES attribuables au traitement, au transport et à la distribution de gaz naturel

Les principales sources d'émissions de GES visées dans le traitement de gaz naturel (exploitation) sont :

- l'extraction des hydrocarbures ou des condensats;
- l'extraction de l'eau;
- la séparation des gaz naturels liquéfiés;
- l'extraction du sulfure d'hydrogène (H₂S) et du CO₂;
- la fraction liquide présente dans le gaz naturel;
- le captage du CO₂ extrait du gaz naturel aux fins de livraison à l'extérieur des installations;

⁷³ WSP, octobre 2015. Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti. Étude AENV17, https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/secteur_activites/energie/AENV17.pdf

⁷⁴ SNC-Lavalin, 2013. Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. <https://route.bape.gouv.qc.ca/dl/?id=00000362189>

- les stations collectrices ou auxiliaires et le gaz naturel en provenance de multiples têtes de puits;
- tout autre procédé de traitement.

Pour toutes ces sources, les émissions annuelles de CH₄, de CO₂ et de N₂O peuvent être déterminées à partir du protocole [QC.33 du RDOCECA](#).

Les activités de transport et de distribution du gaz naturel émettent principalement du CH₄ et, dans une moindre mesure, du CO₂ et du N₂O. Les sources d'émission visées en phase d'exploitation sont tous les procédés et équipements utilisés pour le transport et la distribution de gaz naturel. Les principales sont :

- la compression du gaz naturel aux fins du transport terrestre;
- le stockage du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié (GNL);
- l'importation et l'exportation du GNL;
- les pipelines de transport du gaz naturel;
- la distribution du gaz naturel;
- les torchères liées au réseau de transport et de distribution.

Les émissions annuelles de CH₄, de CO₂ et de N₂O peuvent être déterminées à partir du protocole [QC.29 du RDOCECA](#).

Concernant les émissions fugitives de méthane, les avancées récentes ont permis de constater que celles-ci pourraient être plus importantes qu'on ne l'avait prévu initialement. C'est la raison pour laquelle plusieurs pays, dont le Canada, ont décidé d'instaurer un cadre spécifique pour cet enjeu. En 2020, le gouvernement canadien a adopté le Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)⁷⁵. En plus des GES, ce règlement vise également à contrôler les émissions de composés organiques volatils (COV) que l'on retrouve avec le méthane. Ainsi, les émissions fugitives de méthane doivent être clairement identifiées et détaillées dans les calculs. Si aucune formule fournie par le RDOCECA ne permet d'en faire un calcul exhaustif, une autre méthodologie peut être employée. En effet, le RDOCECA liste également plusieurs méthodologies de remplacement, telles que celle publiée par Clearstone Engineering Ltd., ou encore la méthodologie de l'Association canadienne du gaz. Le cas échéant, celle-ci doit être détaillée et basée sur des hypothèses fiables et vérifiables. Par exemple, il peut être possible d'utiliser des facteurs d'émission par kilomètre de conduite à partir de réseaux existants au Québec et en fonction du type de matériau de la conduite et de la pression du gaz. En l'absence de données locales, les facteurs d'émission du GIEC peuvent être utilisés⁷⁶.

Pour les émissions de construction, se référer aux sections sur les [systèmes de combustion fixes](#) et [mobiles](#).

NOTE : Les émissions indirectes attribuables au transport du gaz naturel par pipeline sont présentées dans la section portant sur [les émissions indirectes en amont ou en aval attribuables à certains projets](#).

⁷⁵ Règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont - Canada.ca

⁷⁶ GIEC, 2019. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2_Volume2/19R_V2_4_Ch04_Fugitive_Emissions.pdf

3.27 Émissions directes de GES attribuables au transport d'hydrocarbures liquides par pipeline

Les sources d'émission directes durant la phase d'exploitation sont liées à tous les procédés et équipements utilisés pour le transport et la distribution. Le Tableau 40. de la section précédente présente les différentes activités qui peuvent se dérouler lors du transport d'hydrocarbures par pipeline et fournit les références de quantification afférentes. Plusieurs des méthodes de calcul réfèrent au RDOCECA ou au guide de l'American Petroleum Institute (API). Compte tenu de la variabilité des activités et puisque la liste fournie n'est pas nécessairement exhaustive, les sources d'émissions ainsi que les calculs doivent être détaillés pour chacune des activités. Si aucune formule fournie dans le Tableau 40. ne permet d'en faire un calcul exhaustif, une autre méthodologie peut être employée, mais elle doit être détaillée et basée sur des hypothèses fiables et vérifiables.

Pour les émissions de construction, se référer aux sections sur les [systèmes de combustion fixes](#) et [mobiles](#).

NOTE : Les émissions indirectes attribuables au transport d'hydrocarbures par pipeline sont présentées dans la section portant sur [les émissions indirectes en amont ou en aval attribuables à certains projets](#).

3.28 Émissions indirectes en amont ou en aval attribuables à certains projets

Ce type d'émissions, comme il a été mentionné dans les concepts généraux à la section 2.2.3, appartiennent à une catégorie d'émissions de GES différente de celles qui ont été présentées dans les sections précédentes. Elles s'en distinguent du fait qu'elles ne sont ni générées dans le cadre du projet ni contrôlées par le responsable du projet. Ces émissions peuvent être générées « en amont » ou « en aval » d'un projet ou « sur l'ensemble du cycle de vie ».

Quand est-il nécessaire de considérer les émissions indirectes en amont ou en aval ? La réponse à cette question est « au cas par cas ».

Exemple 1 : l'acceptabilité sociale d'un projet peut nécessiter d'une évaluation des émissions de GES en amont si des citoyens ou des organismes s'inquiètent des dommages hors Québec d'un projet. Prenons le cas hypothétique d'une usine de production du biodiesel au Québec dont une des matières premières principales serait de l'huile de palme issu de coupes à blanc en Asie.

Exemple 2 : les émissions indirectes en aval peuvent être particulièrement pertinentes dans les projets en transport soit pour connaître les émissions qui s'ajouteront par d'autres utilisateurs à la suite de la réalisation du projet (nouvelle autoroute) ou qui seront évitées dans le futur par le projet (transport collectif ou transfert modal, réduction de la congestion routière, etc.).

Les sections suivantes présentent des exemples de calcul des émissions indirectes, en amont ou en aval, attribuables à certains projets. L'approche de l'analyse de cycle de vie est également présentée.

3.28.1 Émissions de GES en amont des projets de transport d'hydrocarbures par pipeline

Le calcul des émissions de GES peut être réalisé à partir d'une des deux méthodologies présentées ci-après. L'utilisation d'une autre méthodologie devra être appuyée par les justifications appropriées et par des références détaillées.

3.28.1.1 *Méthodologie de calcul des émissions en amont proposée par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC)*

Selon l'approche proposée par ECCC⁷⁷, l'évaluation des GES en amont comporte deux parties : (A) une estimation quantitative des émissions de GES associées au projet; et (B) une évaluation de l'incidence potentielle du projet sur les émissions de GES québécoises, canadiennes et mondiales. Pour les besoins de l'évaluation au Québec, seul le volet (A) est requis. Le volet (B) est optionnel.

L'estimation quantitative des GES (A) se concentrera sur les émissions provenant des activités en amont exclusivement associées au projet. Cette estimation tiendra compte des émissions attribuables à la combustion et des émissions fugitives, d'évacuation et de torchage. Elle ne tiendra pas compte des émissions indirectes telles que celles associées à la fabrication d'équipements, au changement d'affectation des terres, à l'électricité du réseau et aux carburants produits ailleurs, à moins qu'elles ne soient pas différenciables des émissions en amont.

(Optionnel) Le volet discussion (B) évaluera les conditions dans lesquelles les émissions en amont estimées à la partie A pourront se produire même si le projet n'est pas réalisé. Cela peut requérir une évaluation des projections de la production d'hydrocarbures avec et sans le projet, en fonction de différents scénarios de prix, des éventuels scénarios de transport et des marchés « alternatifs », de leurs coûts et d'autres conditions des marchés canadien et mondial. La discussion explorera également les répercussions potentielles des émissions de GES associées au projet sur les émissions de GES au Québec, sur les émissions globales au Canada et, lorsque cela sera possible, sur les émissions de GES mondiales.

Ainsi, pour un projet de transport d'hydrocarbures par pipeline, qui doit faire l'objet d'une évaluation des émissions de GES en amont, il faut se référer aux équations du document d'ECCC cité en référence et disponible sur le site Web d'ECCC (www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-03-19/html/notice-avis-fra.html).

3.28.1.2 *Méthodologie de calcul basée sur l'estimation de l'intensité des émissions de GES attribuables aux activités d'exploitation des hydrocarbures en amont du projet*

L'intensité des émissions de GES peut être exprimée en grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule d'énergie produite, en kilogrammes d'équivalent CO₂ par baril d'équivalent pétrole, en kilogrammes d'équivalent CO₂ par mètre cube de gaz naturel, etc. Dans la littérature, plusieurs études présentent l'intensité des émissions de GES attribuables à la production d'hydrocarbures « conventionnels » et « non conventionnels » et, en estimant la proportion de chaque type d'hydrocarbure transporté par le pipeline, il est possible de calculer les émissions de GES en amont du projet. La méthodologie de calcul employée doit être détaillée et basée sur des hypothèses fiables et vérifiables.

3.28.2 *Transfert modal dans le transport des personnes et des marchandises. Réduction des émissions de GES associées*

Le transfert modal désigne le report d'une partie des flux d'un mode de transport vers un autre mode qui pourrait être plus économe en émissions de GES. Les projets de transport peuvent exercer une influence sur le mode de transport des usagers.

⁷⁷ Environnement et Changement climatique Canada-ECCC, 2016. Estimation des émissions de GES en amont. <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-03-19/html/notice-avis-fra.html>

3.28.2.1 Transfert modal dans le transport des personnes

Les projets de transport en commun structurants⁷⁸ ont un impact démontré sur le transfert modal de la voiture vers le transport collectif. Cela entraîne des bénéfices comme :

- des économies sur l'usage des véhicules et des espaces de stationnement;
- une réduction de la congestion routière;
- une amélioration de la sécurité routière;
- une réduction des émissions de GES et d'autres polluants issus de la circulation automobile.

Toutefois, l'efficacité du transfert modal dépend de plusieurs facteurs liés à l'offre de transport en commun, notamment :

- la qualité du service : cela inclut la ponctualité, la fréquence, la fiabilité et le confort des véhicules. Ces facteurs influencent directement la satisfaction des usagers et l'attractivité du service;
- l'accessibilité : la proximité des points d'accès au réseau pour la population et les emplois;
- l'intermodalité : la facilité de combiner le transport en commun avec d'autres modes de déplacement (vélo, marche, covoiturage);
- l'impact social : l'amélioration de la qualité de vie, de la santé publique et de l'équité en matière de mobilité;
- l'efficacité opérationnelle : Cela inclut des mesures telles que le coût par passager transporté, le taux de remplissage des véhicules et la vitesse commerciale;
- la mise en place de systèmes d'information en temps réel.

Par conséquent, les projets de transport en commun peuvent être un moyen intéressant d'inciter la population à changer de mode de transport, réduisant l'empreinte carbone, puisque le transport en commun produit moins d'émissions de GES par passager et par kilomètre que les voitures individuelles.

Le taux de transfert modal d'un projet de transport est généralement calculé en analysant la répartition de l'utilisation des différents modes de transport par une comparaison entre un scénario de référence sans le projet et un scénario avec la mise en œuvre du projet.

Plusieurs méthodes existent pour estimer le taux de transfert modal⁹² :

- L'extraire d'un modèle de transport régional;
- Le mesurer à partir d'un sondage auprès des utilisateurs;
- Utiliser des valeurs par défaut en fonction de la population desservie (par comparaison aux taux de transfert obtenus dans d'autres régions de caractéristiques semblables).

Par conséquent, une fois que la réduction des déplacements en voiture découlant du projet a été déterminée, il est possible d'estimer la réduction des émissions de GES attribuable au transfert modal réalisé dans le cadre du projet. La réduction des émissions de GES associée au transfert modal découlant du projet peut être déterminée à partir de l'Équation 44. Émissions de GES attribuables aux impacts du projet sur le transfert modal Équation 44⁹³.

⁷⁸ Un transport en commun structurant est un réseau de transport qui joue un rôle déterminant dans l'organisation du territoire et de la mobilité urbaine

Équation 44. Émissions de GES attribuables aux impacts du projet sur le transfert modal

$$ER_{GES_TP} = \text{Passager_km}(km/ann\acute{e}e) \times t_{TM}(\%) \times t_{CC} \left(\frac{l}{km} \right) \times FE_{Carb} \left(\frac{kgCO_2e}{l} \right) \times 0,001]$$

Où :

ER_{GES_TP} = Réduction des émissions de GES attribuables au transport de personnes, exprimée en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

$Passager_km$ = Distance totale parcourue par les passagers par année, exprimée en kilomètres par année;

t_{TM} = Taux de transfert modal (%);

t_{CC} = Taux de consommation de carburant moyen des voitures, exprimé en litres par kilomètre;

FE_{Carb} = Facteur d'émission associé au carburant, exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ par litre;

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

3.28.2.2 Émissions indirectes attribuables aux différents modes de transport des marchandises (camion, train et bateau)

Si un projet peut occasionner un changement dans les modes de transport des marchandises, les émissions (ou réductions) de GES indirectes peuvent être calculées en déterminant la différence entre les émissions de GES du scénario de transport de marchandises proposé par le projet (scénario futur) et celles du scénario de transport de marchandises sans le projet (scénario avant le projet).

L'équation 45, élaborée par Ressources naturelles Canada (RNCan), permet de calculer la différence entre les émissions de GES attribuables au transport de marchandises associées au projet et celles du scénario avant le projet.

Équation 45. Émissions indirectes attribuables aux impacts du projet sur le transport des marchandises

$$\begin{aligned} \Delta E_{TMM} &= E_{TMP} - E_{TMA} \\ &= [(t_{cam} \times d_{cam} \times FE_{cam} + t_{tra} \times d_{tra} \times FE_{tra} + t_{bat} \times d_{bat} \times FE_{bat})_P \\ &\quad - (t_{cam} \times d_{cam} \times FE_{cam} + t_{tra} \times d_{tra} \times FE_{tra} + t_{bat} \times d_{bat} \times FE_{bat})_{AVP}] \\ &\quad \times 0,001 \end{aligned}$$

Où :

ΔE_{TMM} = Variation des émissions de GES attribuables aux impacts du projet sur le transfert modal dans le secteur du transport de marchandises, exprimée en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

E_{TMP} = Émissions de GES attribuables au transport de marchandises, prévues après la mise en œuvre du projet, exprimées en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

E_{TMA} = Émissions de GES attribuables au transport de marchandises dans le scénario actuel (avant la mise en œuvre du projet), exprimées en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

P = Scénario du projet;

AVP = Scénario avant le projet;

t_{cam} = Tonnage annuel total transporté par camion;

t_{train} = Tonnage annuel total transporté par train;

t_{bat} = Tonnage annuel total transporté par bateau;

d_{Cam} = Distance annuelle totale de transport par camion, exprimée en kilomètres;

d_{train} = Distance annuelle totale de transport par train, exprimée en kilomètres;

d_{bat} = Distance annuelle totale de transport par bateau, exprimée en kilomètres;

FE_{Cam} = Facteur d'émission associé au transport par camion, exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ par tonne et par kilomètre;

FE_{train} = Facteur d'émission associé au transport par train, exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ par tonne et par kilomètre;

FE_{bat} = Facteur d'émission associé au transport par bateau, exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ par tonne et par kilomètre.

Le Tableau 41. Facteurs d'émission de GES associés aux différents modes de transport de marchandises tableau 41 présente les facteurs d'émission de GES associés aux différents modes de transport de marchandises.

Tableau 41. Facteurs d'émission de GES associés aux différents modes de transport de marchandises		
Exprimé en kilogrammes d'équivalent CO ₂ par tonne transportée et par kilomètre		
Mode de transport	Facteur d'émission (kg éq. CO ₂ /TKT*)	Source : Ressources naturelles Canada
Camion	0,1873	GHGenius, version 4.03 ou plus récente, page « Freight emissions »
Train	0,0191	
Bateau	0,0057	

*TKT = Tonnes-kilomètre transportées

3.28.3 Émissions indirectes ou réduction des émissions attribuables au flux de circulation et à la congestion routière

Les méthodologies présentées dans cette section peuvent s'appliquer dans deux contextes différents. Dans le premier, les calculs servent à évaluer les émissions supplémentaires induites par un projet routier s'il y a augmentation du débit des véhicules légers et lourds. Dans le second contexte, les mêmes méthodologies servent à évaluer la réduction des émissions de GES attribuable à un projet de transport s'il y a diminution du débit de circulation (transport collectif, voie réservée, etc.). **Autrement dit, les mêmes méthodologies peuvent s'appliquer dans les deux contextes, mais, selon le cas, elles serviront à calculer des émissions ou des réductions d'émissions.**

Certains projets routiers modifient les flux et la performance des systèmes routiers. Des outils basés sur les modèles d'émission de GES à travers une représentation du système d'offres et de demandes en matière de transport, à une échelle de territoire donnée, permettent de dresser un portrait de l'impact d'un projet sur les émissions de GES attribuables au déplacement des personnes.

Les facteurs déterminants des émissions de GES attribuables aux projets routiers peuvent être regroupés dans deux catégories principales :

- Données sur le parc automobile : types de véhicules (voitures particulières, véhicules utilitaires légers, poids lourds, deux roues, etc.), motorisation et carburants (véhicules à essence, au diesel, électriques, etc.), équipements, âge du parc automobile, etc.;
- Conditions d'utilisation (données sur le trafic) : distance annuelle parcourue, longueur moyenne d'un trajet, réseaux empruntés (lesquels peuvent conditionner les vitesses de circulation), conditions climatiques, comportements de conduite, etc.

À partir des données sur le parc automobile et sur le trafic, il est possible de modéliser les émissions de GES actuelles et futures.

Il faut mentionner également que la congestion routière influence notablement la consommation de carburant des véhicules. Par conséquent, les projets de transport qui peuvent avoir des impacts sur la congestion routière doivent tenir compte de l'augmentation de la consommation de carburant due à la congestion. Les émissions appartenant à cette dernière catégorie peuvent être importantes dans les villes où la congestion routière est déjà élevée. Plusieurs modèles et approches ont été conçus pour déterminer la relation entre le niveau de congestion et les émissions de GES^{95,96 et 97}.

Il est à noter que l'estimation des émissions de GES attribuables aux flux de circulation et à la congestion routière n'est plus imposée par l'American Public Transportation Association (APTA). Par conséquent, le soin est laissé à ceux qui font l'estimation de démontrer qu'il est nécessaire de les prendre en compte ou non.

À titre de référence, pour modéliser la circulation routière et les émissions de GES qui en découlent, la Direction de la modélisation des systèmes de transport (DMST) du ministère des Transports du Québec (MTQ) effectue la séquence suivante :

- La collecte et la gestion des données (grâce à des enquêtes du type origine-destination);
- La modélisation routière en utilisant le logiciel EMME⁹⁸ pour la simulation routière macroscopique et le logiciel MOVES 2⁹⁹ pour calculer les émissions de GES;
- La modélisation du transport collectif avec le logiciel MADITUC¹⁰⁰.

Les trois modèles précédemment mentionnés constituent déjà des références en la matière et sont donc recommandés pour la quantification des émissions de ces sources.

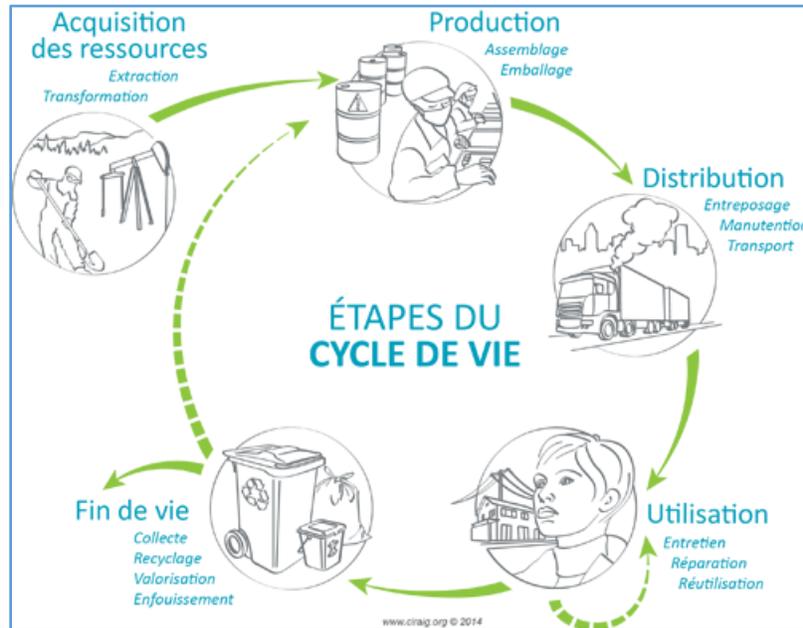
3.28.3.1 Émissions indirectes associées à l'étalement urbain ou à la densification urbaine.

Dans l'état actuel des connaissances, il n'est pas encore possible d'évaluer les émissions de GES associées à l'étalement urbain ou à la densification urbaine avec un bon niveau de confiance. En général, les impacts des projets sur l'étalement ou la densification urbaine ne peuvent être estimés que pour des projets routiers ou de transport en commun d'une certaine envergure. Comme les connaissances se développent rapidement, si des méthodes fiables, rigoureuses et bien documentées existent pour estimer ces impacts, une évaluation des émissions de GES qui en découlent devrait être présentée. Cette évaluation devrait décrire la méthodologie en détail et présenter les calculs détaillés avec les hypothèses et les références à l'appui.

3.28.4 L'analyse de cycle de vie

L'analyse de cycle de vie (ACV) est une méthodologie permettant d'évaluer les impacts environnementaux d'un produit ou d'un service sur une partie ou la totalité de son cycle de vie. C'est-à-dire toutes les étapes depuis l'extraction et le transport des matières premières, en passant par la fabrication, la distribution, la consommation ou l'usage du produit ou service jusqu'à son élimination finale (incluant les étapes de réutilisation et recyclage, le cas échéant). L'approche de l'ACV est schématisée ci-après.

Figure 4. Schéma simplifié de l'analyse de cycle de vie



Source : adapté du CIRAIG (Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services) (<https://ciraig.org/index.php/fr/analyse-du-cycle-de-vie>).

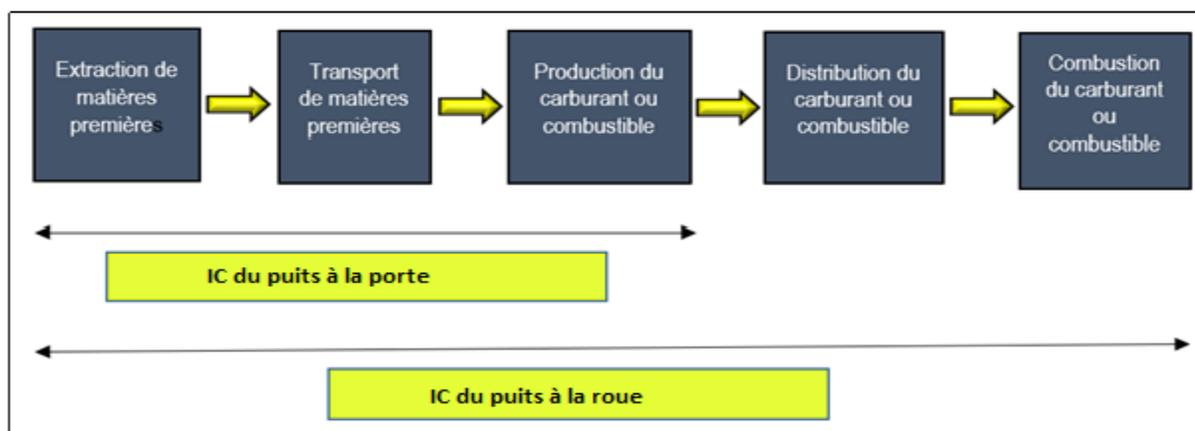
Appliquée dans le domaine des émissions de GES, l'ACV permet d'estimer l'empreinte carbone d'un produit ou service.

À titre d'exemple, à la section suivante, l'empreinte carbone basée sur le cycle de vie des différents carburants et combustibles utilisés au Canada est présentée.

3.28.5 Empreinte carbone des carburants ou combustibles utilisés au Canada (Nouveau)

Cette section présente l'empreinte carbone, exprimée en termes d'intensité carbone (IC), des différents carburants ou combustibles utilisés au Canada, en évaluant les émissions de GES à différentes étapes du cycle de vie, comme l'illustre la figure 5.

Figure 5. Étapes du cycle de vie considérées dans le calcul de l'IC du carburant ou combustible



Conformément à la Figure 5, selon les étapes du cycle de vie du carburant ou du combustible, deux types de valeurs d'IC peuvent être calculés :

- IC du puits à la porte⁷⁹ : cette valeur d'IC comprend les émissions aux étapes du cycle de vie de la production et du transport des matières premières, ainsi qu'à l'étape de la production du carburant ou du combustible à l'usine;
- IC du puits à la roue : cette valeur d'IC est également appelée valeur d'IC pour le cycle de vie complet du carburant ou du combustible. En plus des étapes du cycle de vie considérées dans l'IC du puits à la porte, la valeur d'IC du puits à la roue tient aussi compte des émissions aux étapes relatives à la distribution et à la combustion des carburants ou des combustibles.

Le tableau 42 présente les IC, exprimées en grammes d'équivalent CO₂ par MJ, de la plupart des carburants ou combustibles produits ou distribués au Canada. Pour les combustibles fossiles liquides, la version 2.0 du modèle Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator (OPGEE) a été utilisée pour estimer les émissions de GES provenant de l'extraction, du traitement et du transport du pétrole brut. Pour ce qui est de l'IC du gaz naturel, elle a été estimée selon une moyenne pondérée en fonction de la production du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique et du gaz naturel importé des États-Unis.

Tableau 42. Intensité carbone (IC) des carburants ou combustibles produits ou distribués au Canada.

Exprimées en grammes d'équivalent CO ₂ par MJ		
Carburant ou combustible	IC totale du berceau à la porte (valeur moyenne)	IC totale du berceau à la tombe (valeur moyenne)
Biodiesel, caméline	16	16
Biodiesel, canola	24	24
Biodiesel, graisse jaune	7,6	7,6
Biodiesel, soya	29	29
Biodiesel, suif de bœuf	21	21
Bioéthanol	45	45
Bois rond non marchand, base sèche	6,9	6,9
Carburant d'aviation	19	88

⁷⁹ Le terme « porte » fait référence à la porte de l'usine de production

Tableau 42. Intensité carbone (IC) des carburants ou combustibles produits ou distribués au Canada.

Exprimées en grammes d'équivalent CO ₂ par MJ		
Carburant ou combustible	IC totale du berceau à la porte (valeur moyenne)	IC totale du berceau à la tombe (valeur moyenne)
Charbon	6,5	100
Coke de pétrole	22	101
Copeaux de bois, base sèche	6,9	6,9
Diesel	25	96
DRPH ⁸⁰ , canola	54	54
DRPH, huile de palme	24 ⁸¹	24
Essence	24	96
Éthanol cellulosique, canne de maïs	-6,4	-6,4
Éthanol cellulosique, paille de blé	-8,8	-8,8
Éthanol, maïs	42	42
Gaz naturel	15	65
Gaz naturel comprimé (GNC)	19	67
Gaz naturel liquéfié (GNL)	27	77
GLP	16	83,6
GNR, digestion anaérobie de matière organique	26	26,3
GNR, enfouissement	5,9	6,2
Granules de bois, base sèche	20,9	20,9
Kérosène	19	87
Mazout léger	24	95
Mazout lourd	23	98
Mazout pour poêles	24	92
Propane	16	75

Source : Méthode du modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles. ECCC (2021)

3.29 Les émissions provenant du carbone noir

Le carbone noir est un aérosol (particules en suspension dans l'air) émis au cours du processus de combustion dont la durée de vie dans l'atmosphère est courte et qui a des effets sur le réchauffement climatique et sur la santé (voir annexe E). Le carbone noir n'est pas émis seul; il fait partie, avec d'autres composants, de particules d'un diamètre inférieur ou égal à 2,5 microns (PM_{2,5}).

En 2015, les ministres du Conseil de l'Arctique ont élaboré et adopté le Cadre d'action du Conseil de l'Arctique sur la réduction accrue des émissions de carbone noir et de méthane. Ce cadre d'action comprenait un engagement de tous les États de l'Arctique à élaborer et à améliorer les inventaires des émissions de carbone noir en employant les directives pertinentes de la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance (CPATLD). Postérieurement, en 2017, tous les États du Conseil de l'Arctique ont déclaré le compromis de réduire les émissions de carbone noir de 25 à 33 % par rapport aux niveaux de 2013 d'ici 2025.

⁸⁰ Diesel renouvelable produit par hydrogénation

⁸¹ Sans tenir compte du changement d'affectation des terres

Conformément au Cadre d'action, depuis 2016, le Canada réalise à chaque année l'inventaire des émissions de carbone noir du Canada. À noter que toutes les émissions déclarées dans l'inventaire proviennent de sources anthropiques. Les sources naturelles de carbone noir, comme les feux de forêt, en sont exclues.

À ce jour, les émissions de carbone noir ne sont pas comptabilisées dans les inventaires nationaux d'émissions de GES dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Toutefois, l'impact des émissions du carbone noir sur le climat est très significatif. Selon certains chercheurs, après le CO₂, le carbone noir est considéré comme la deuxième source anthropique de réchauffement de la planète⁸².

En 2022, environ 26 000 tonnes de carbone noir ont été émises au Canada⁸³. Les catégories principales d'émissions de carbone noir au Canada sont présentées au tableau 43.

Tableau 43. Émissions canadiennes de carbone noir en 2022	
Secteur d'activité	Émissions de carbone noir en tonnes
Transport et équipement mobile	13 000
Commercial, résidentiel et institutionnel (CRI)	8 400
Industrie pétrolière et gazière	2 600
Minerais et industries minérales	1 300
Fabrication	340
Production d'électricité	160
Agriculture	25
Émissions totales de carbone noir	26 000

Source : Rapport d'inventaire de carbone noir du Canada 2013-2022

Environ 50 % de toutes les émissions de carbone noir au Canada appartiennent à la catégorie Transport et équipement mobile. Parmi les sources de cette catégorie, les équipements hors route au diesel représentent 7 700 tonnes, soit 30 % des émissions totales de carbone noir au Canada, tandis que les moteurs au diesel utilisés pour le transport sur route constituent l'autre grande source de cette catégorie, générant 2 200 tonnes par année, soit 8,4 % des émissions.

La deuxième source en importance de carbone noir au Canada est l'utilisation de combustibles dans la catégorie Commercial, résidentiel et institutionnel (CRI). En 2022, le secteur a généré 8 100 tonnes de carbone noir, représentant 31 % des émissions totales du Canada. Dans cette catégorie, la combustion résidentielle du bois constitue la source qui contribue le plus aux émissions, avec 6 900 tonnes de carbone noir, soit 27 % des émissions totales en Canada.

Depuis 2013, les émissions de carbone noir du Canada ont diminué globalement de 11 000 tonnes (31 %). Par conséquent, le Canada a déjà atteint sa part de l'objectif du Conseil de l'Arctique de réduire les émissions de carbone noir de 25 à 33 % sous les niveaux de 2013 d'ici 2025. Cette diminution serait principalement attribuable à la modernisation de la flotte d'équipements hors route, dont une plus grande proportion serait conforme aux plus récentes normes en matière d'émissions de gaz d'échappement. Pour ce qui est des sources reliées à la combustion résidentielle du bois, la diminution des émissions de carbone noir concorderait avec des hivers de plus en plus chauds et à une certaine amélioration des équipements de combustion du bois.

⁸² Greene s., Smart Freight Centre Adviser. Black Carbon Methodology for the Logistics Sector. <https://www.ccacoalition.org/en/resources/black-carbon-methodology-logistics-sector>

⁸³ Rapport d'inventaire de carbone noir du Canada 2013-2022. https://publications.gc.ca/collections/collection_2024/eccc/En81-25-2024-fra.pdf

Au Québec, les émissions de carbone noir en 2022 ont totalisé 5 100 tonnes. À différence du Canada, la source principale d'émissions de carbone noir au Québec est la combustion du bois dans le secteur résidentiel, suivie de la catégorie Transport et équipement routier. Les émissions de carbone noir au Québec entre 2013 et 2022 ont suivi une tendance similaire à celle observée au Canada, diminuant de 34 % pendant cette période. Le tableau 44 présente les émissions de carbone noir au Québec en 2022.

Tableau 44. Émissions de carbone noir au Québec en 2022	
Secteurs	Tonnes
COMMERCIAL, RÉSIDENTIEL ET INSTITUTIONNEL (CRI)	3 000
Combustion de bois – résidentiel	2 900
Foyers	520
Fournaises	1 300
Poêles à bois	1 100
Utilisation de combustibles – commercial et institutionnel	120
Utilisation de combustibles – construction	15
Utilisation de combustibles – résidentiel	6,5
TRANSPORT ET ÉQUIPEMENTS MOBILES	1 800
Transport hors route	1 100
Diesel	1 000
Essence, gaz de pétrole liquéfié et gaz naturel	76
Transport sur route	450
Diesel	320
Essence	130
Navigation maritime intérieure, pêches et militaire	110
Transport ferroviaire	76
Transport aérien	26
MINÉRAIS ET INDUSTRIES MINÉRALES	140
Mines et carrières	99
Industrie de l'aluminium	34
Sidérurgie	7,9
Industrie du ciment et du béton	1,5
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (SERVICES PUBLICS)	49
Diesel	28
Autres (production d'électricité)	21
FABRICATION	45
Industrie des pâtes et papiers	26
Industrie du bois	19
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE	2,3
Transport de produits pétroliers liquides	2,1
Transport et stockage de gaz naturel	0,17
Distribution de gaz naturel	0,04
TOTAL	5 100

Source : Rapport d'inventaire de carbone noir du Canada 2013-2024.

L'Annexe E – Information complémentaire sur le carbone noir fournit plus de détails sur le carbone noir et ses impacts. La présente section s'attardera à la quantification des émissions de GES associées.

Pour le calcul des émissions de carbone noir, deux hypothèses importantes sont postulées : 1) le carbone noir est surtout émis sous forme de PM_{2,5}; 2) seules les émissions de PM_{2,5} résultants de la combustion contiennent une quantité importante de carbone noir. Par conséquent, les émissions de carbone noir sont

calculées par la quantité de $PM_{2,5}$ émise par le procédé de combustion, multipliée par les proportions de carbone noir propres à chaque type de source.

Les moteurs diesel présentent à la fois des taux d'émission de $PM_{2,5}$ significatives et des proportions de carbone noir dans ces $PM_{2,5}$ relativement élevés. Ils représentent, par conséquent, une des principales sources d'émission de carbone noir. Parmi les autres sources de combustion dont les émissions de $PM_{2,5}$ sont élevées, mentionnons les unités de combustion à combustible solide, comme les chaudières à charbon et à bois et les équipements de combustion résidentiels (foyers, poêles à bois, etc.).

Les sources d'émission de carbone noir dans le secteur commercial, résidentiel et institutionnel englobent la combustion de bois de chauffage et la combustion de combustibles fossiles dans les établissements commerciaux, les établissements institutionnels et les maisons.

La catégorie du transport et des équipements mobiles regroupe le transport par voie aérienne, le transport maritime, le transport routier, le transport hors route et le transport ferroviaire. Les moteurs diesel routiers et hors route sont la principale source d'émissions de carbone noir de cette catégorie.

Pour ce qui est de la méthodologie du calcul des émissions de carbone noir, le guide suit les recommandations du document « Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord : méthodes recommandées d'estimation des émissions de carbone noir », élaboré en novembre 2015 par la Commission de coopération environnementale (CCE)⁸⁴.

Les lignes directrices adoptent la structure à trois niveaux de précision utilisée par le GIEC, et adoptée par la communauté des praticiens européens, pour établir des pratiques exemplaires. Dans les documents d'orientation relatifs aux inventaires du GIEC et de l'Europe (GIEC, 2006; EMEP/AEE, 2013⁸⁵), ces trois niveaux se différencient par le degré de détail requis concernant l'activité et les facteurs d'émission, ainsi que par le degré de détail de l'inventaire qui en résulte, le niveau 1 étant le plus général et le niveau 3 étant le plus détaillé. Les niveaux fournissent des options en matière d'estimation qui dépendent des données disponibles et de l'objectif visé par l'inventaire. Généralement, une méthode de niveau 1 utilise des données sur le combustible à l'échelle nationale ainsi que des facteurs de $PM_{2,5}$ et de spéciation de carbone noir regroupés par types d'activité. Une méthode de niveau 2 est semblable à une méthode de niveau 1, mais les facteurs d'émission sont caractérisés en fonction du type de technologie. Les méthodes de niveau 3, lorsqu'elles peuvent être appliquées, sont généralement considérées comme les plus précises et elles se caractérisent par un degré de détail beaucoup plus élevé que les deux autres méthodes.

Règle générale, les méthodes reposent sur une estimation des émissions de $PM_{2,5}$, que l'on convertit ensuite en une estimation des émissions de carbone noir au moyen d'un facteur de spéciation. Ce facteur de spéciation représente la fraction des $PM_{2,5}$ qui est du carbone noir, et sa valeur dépend du type de combustible et de la technologie utilisés. Les méthodes de calcul de niveaux 1 et 2 sont suggérées dans ce guide.

⁸⁴<http://www3.cec.org/islandora/fr/item/11629-north-american-black-carbon-emissions-recommended-methods-estimating-black-fr.pdf>.

⁸⁵ EMEP/AEE (European Monitoring and Evaluation Programme [Programme de coopération pour la surveillance continue et l'évaluation du transport à longue distance des polluants atmosphériques en Europe] et Agence européenne pour l'environnement). 2013. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2013. Technical report No 12/2013. Doi : 10.2800/92722. En ligne : www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2013.

3.29.1 Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes

Les systèmes de combustion fixes générant des émissions de carbone noir sont utilisés aux fins suivantes : production d'énergie; production, traitement et raffinage de pétrole et de gaz naturel; et fabrication (y compris au moyen de systèmes employant des moteurs diesel fixes et des chaudières industrielles, commerciales et institutionnelles).

Des particules fines ($PM_{2,5}$) et du carbone noir sont émis dans l'atmosphère à la suite de l'utilisation des différents types de combustibles (charbon, mazout, diesel, gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié, biomasse, etc.).

Les émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes sont estimées sur la base de la consommation de combustible de l'activité multipliée par un facteur d'émission de $PM_{2,5}$ par unité de combustible consommé et par un facteur de spéciation qui permet de convertir les émissions de $PM_{2,5}$ en émissions de carbone noir.

3.29.1.1 Calcul de niveau 1 des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes

La méthode de niveau 1 estime les émissions de carbone noir à partir de la consommation de combustible et d'un facteur d'émission par défaut, établi selon le type de combustible utilisé dans l'industrie. La méthode de niveau 1 est basée sur l'équation 46 présentée ci-dessous.

Équation 46. Émissions de carbone noir attribuables à des sources de combustion fixes (Niveau 1)

$$E_{CN} = \sum_{i,j} (Q_{i,j} \times FE_{i,j,PM_{2,5}} \times FS_{i,j,CN/PM_{2,5}}) \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables à la combustion de combustibles, en kilogrammes par an;

i = Type de combustible;

j = Type d'industrie;

$Q_{i,j}$ = Quantité du type de combustible i consommé annuellement dans l'industrie j ;

$FE_{i,j,PM_{2,5}}$ = Facteur d'émission de $PM_{2,5}$ associé au type de combustible « i » et à l'industrie j ;

$FS_{i,j,CN/PM_{2,5}}$ = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les $PM_{2,5}$ en carbone noir pour le type de combustible i ;

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

Les tableau 45 et tableau 46 présentent les facteurs d'émission de $PM_{2,5}$ et les facteurs de spéciation, de niveau 1, associés aux différents types de combustibles utilisés dans des systèmes de combustion fixes.

Au moment de la publication de ce guide, une compilation des facteurs d'émission de $PM_{2,5}$ de niveau 2 n'était pas disponible pour les systèmes de combustion fixes. Toutefois, si l'utilisateur dispose de tels facteurs

pour un type de technologie en particulier, il pourrait réaliser le calcul des émissions de carbone noir de niveau 2 conformément à l'équation 47.

Tableau 45. Facteurs d'émission ($Fe_{i,1,PM2,5}$), niveau 1					
Combustible	Source d'émission	$Fe_{i,1,PM2,5}$	Unités	Référence	
Charbon bitumineux/subbitumineux	Production d'électricité	2820,0	g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)	
Huile distillée		185,8	g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Lignite		236,2	g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)	
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)		101,6	g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Gaz naturel		0,122	g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Déchets solides		17,5	g $PM_{2,5}$ /GJ	(1)	
Déchets de bois		5000,0	g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)	
Diesel à faible contenu en soufre		30	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Diesel à très faible contenu en soufre		30	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Mazout léger		30	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Mazout lourd		30	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Charbon bitumineux/subbitumineux		Industrielle	2820,0	g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)
Huile distillée			185,8	g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)
Kérosène/naphte (carburacteur)			4,8	g $PM_{2,5}$ /GJ	(1)
Lignite	337,4		g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)	
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	132,5		g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Gaz naturel	0,122		g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Gaz de procédé/gaz de raffinerie de pétrole	0,139		g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Gaz de procédé/gaz de haut-fourneau	0,138		g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Gaz de procédé/gaz de four à coke	0,143		g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)	
Déchets de bois	5000,0		g $PM_{2,5}$ /tonne	(1)	
Diesel à faible contenu en soufre	30		g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Diesel à très faible contenu en soufre	30		g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Mazout léger	30		g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Mazout lourd	30		g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Anthracite et lignite	398		g $PM_{2,5}$ /GJ	(3)	
Huile distillée	47,9		g $PM_{\text{Filtrables}}$ /m ³ (*)	(1)	
Kérosène	Commercial – résidentiel – institutionnel		47,9	g $PM_{\text{Filtrables}}$ /m ³ (*)	(1)
Gaz naturel			0,1	g $PM_{2,5}$ /m ³	(1)
Bois		17300,1	g PM_{10} /tonne (**)	(1)	
Mazout léger		99,5	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	
Mazout lourd		99,5	g $PM_{2,5}$ /m ³	(2)	

(*) Pas de FE relatif aux $PM_{2,5}$ pour la combustion résidentielle d'huile distillée et de kérosène. Les fractions détaillées de PM de la California Air Resources Board (CARB, 2014) peuvent être utilisées.

(**) Pas de FE relatif aux $PM_{2,5}$ pour la combustion résidentielle de bois. Les fractions détaillées de PM de la CARB (CARB, 2014) peuvent être utilisées.

(1) WebFIRE (USEPA 2015b)

(2) ECC-2021- Calculateur d'émissions des chaudières et appareils de chauffage : Guide de déclaration.

(3) EMEP/AEE, 2013

Source : Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.2.

Tableau 46. Facteurs de spéciation (FS), niveau 1			
Source / type de combustible	Source d'émission	CE (% en poids)	Référence
Combustion de charbon bitumineux	Production d'électricité et industrielle	1,696 %	SPECIATE (USEPA, 2011)
Combustion d'huile distillée		10 %	
Combustion de lignite		1,43 %	

Combustion de gaz naturel		38,4 %	
Combustion de gaz de pétrole liquéfié (GPL)		38,4 %	
Combustion de gaz de procédé		14,57 %	
Combustion de pétrole résiduaire		1 %	
Combustion de déchets solides		1,52 %	
Combustion de charbon subbitumineux		4,28 %	
Combustion de bois/d'écorces		3,3 %	EMEP/AEE, 2013
Diesel à faible contenu en soufre		10%	RICNC*
Diesel à très faible contenu en soufre		10%	
Mazout léger		10%	
Mazout lourd		10%	
Combustion d'antracite et de lignite	Commercial-résidentiel-Institutionnel	6,4 %	EMEP/AEE, 2013
Combustion de gaz naturel		6,7 %	SPECIATE (USEPA, 2011)
Combustion de pétrole		3,90 %	
Combustion de bois		5,58 %	
Mazout léger		10%	RICNC*
Mazout lourd		1%	

Note : Le facteur de spéciation concerne le pourcentage des PM_{2,5} qui est du carbone élémentaire (CE). Le carbone élémentaire est reconnu comme substitut du carbone noir jusqu'à ce que des méthodes de mesure et des données améliorées soient disponibles.

* Rapport d'inventaire du carbone noir du Canada 2013-2022

Source : Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.2.

3.29.1.2 Calcul de niveau 2 des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes

La méthode de niveau 2 estime les émissions pour chaque combinaison de types de combustible et de types de technologie utilisés. La méthode de niveau 2 est basée sur l'Équation 47 ci-après.

Équation 47. Émissions de carbone noir attribuables à des sources de combustion fixes (Niveau 2)

$$E_{CN} = \sum_{i,j} (Q_{i,j} \times FE_{i,j,PM2,5} \times FS_{i,j,CN/PM2,5}) \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes, en kilogrammes par an;

i = Type de combustible;

j = Type de technologie/d'équipement (ex. : chaudière alimentée au gaz naturel, moteur diesel ou chaudière alimentée au mazout);

$Q_{i,j}$ = Quantité du type de combustible « i » consommé annuellement dans le type de technologie/equipement « j »;

$FE_{i,l,PM2,5}$ = Facteur d'émission de PM_{2,5} associé au type de combustible « i » et à l'industrie « l »;

$FS_{i,l,CN/PM2,5}$ = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les PM_{2,5} en carbone noir pour le type de combustible « i »;

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

3.29.1.3 Estimation de l'impact sur le climat des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion fixes

Une fois que les émissions de carbone noir ont été déterminées, l'équation 48 permet d'estimer leur impact sur le réchauffement planétaire.

Équation 48. Émissions de carbone noir des sources de combustion fixes (Niveau 2)

$$E_{GES_CN} = E_{CN} \times PRP_{100_CN} \times 0,001$$

Où :

E_{GES_CN} = Émissions annuelles de GES attribuables aux émissions de carbone noir des systèmes de combustion fixes, en tonnes d'équivalent CO₂ par année;

E_{CN} = Émissions de carbone noir attribuables à la combustion de combustibles, en kilogrammes de carbone noir par année;

PRP_{100_CN} = PRP du carbone noir sur un horizon temporel de 100 ans (voir Annexe E)

0,001 = Facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

3.29.2 Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux systèmes de combustion mobiles

Les sources mobiles peuvent être subdivisées en cinq grandes catégories :

- Les véhicules routiers : voitures, camions, autobus, motocyclettes, etc.;
- Les équipements hors route : équipements utilisés dans la construction, l'agriculture et l'industrie (pelles mécaniques, boteurs, tracteurs, grues, camions hors route, niveleuses, camions-benne, etc.);
- Le transport ferroviaire;
- Le transport maritime;
- Le transport aérien.

En raison de la prévalence des moteurs diesel dans la plupart de ces catégories, les sources mobiles sont parmi les plus grands émetteurs de carbone noir.

3.29.2.1 Calcul de niveau 1 des émissions de carbone noir attribuables aux sources mobiles routières

Les sources mobiles routières utilisent un éventail varié de carburants, à savoir l'essence, le diesel, des carburants à l'éthanol, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le gaz naturel comprimé (GNC). Les sources mobiles routières qui contribuent le plus aux émissions de carbone noir sont, de loin, les camions lourds au diesel. Dans ce type de véhicules, la combustion incomplète des hydrocarbures à chaîne longue du diesel est à la base des émissions de carbone noir.

Des inventaires détaillés des émissions de PM_{2,5} attribuables aux véhicules routiers sont réalisés au Canada et aux États-Unis, et des modèles ont été élaborés pour estimer la quantité de PM_{2,5} émise par kilomètre parcouru dans les différentes catégories de véhicules. Parmi ces modèles, le plus utilisé actuellement en Amérique du Nord est le modèle MOVES, conçu par la USEPA. Ce modèle présente l'avantage d'intégrer un nombre considérable de nouvelles données sur les émissions de PM_{2,5} des voitures, des camions légers et des camions lourds, qui sont plus réalistes que les estimations antérieures et qui conduisent à des

estimations plus précises des émissions totales de PM_{2,5}. De plus, MOVES produit des estimations directes de carbone élémentaire (CE), lequel représente un meilleur substitut du carbone noir que le PM_{2,5}.

Le calcul des émissions de carbone noir de niveau 1 attribuables aux sources mobiles routières est basé sur la consommation de carburant de l'activité considérée, multipliée par un facteur d'émission de CE basé sur le type de carburant (le facteur d'émission de CE est ici présumé identique au facteur d'émission de carbone noir).

L'équation 49 permet d'estimer les émissions de carbone noir attribuables aux sources mobiles à partir du type de combustible et de leur consommation.

Équation 49. Émissions de carbone noir attribuables aux sources mobiles routières (Niveau 1)

$$E_{CN} = \sum_i (Q_i \times FE_{i,CE} \times 0,001)$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux sources mobiles routières, en kilogrammes par an;

i = Type de carburant;

Q_i = Quantité de carburant du type « *i* » consommée annuellement;

FE_{i,CE} = Facteur d'émission associé au CE pour le type de carburant « *i* », en grammes par litre de carburant;

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

Le tableau 47 présente les facteurs d'émission de CE associés au diesel et à l'essence.

Tableau 47. Facteurs d'émission de carbone élémentaire associés au diesel et à l'essence					
Combustible	Source d'émissions	Polluant	Facteur	Unités	Référence
Diesel	Tous les véhicules au diesel (Canada et États-Unis)	CE	0,391	g/l	MOVES2014
Essence	Tous les véhicules au diesel (Canada et États-Unis)	CE	0,132	g/l	MOVES2014

Source : Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.3.1.

3.29.2.2 Calcul de niveau 1 des émissions de carbone noir attribuables aux sources mobiles hors route

Les émissions de carbone noir provenant des sources mobiles hors route sont principalement attribuables à la combustion de carburant diesel et, dans une moindre mesure, à la combustion d'essence et d'autres carburants comme le GPL ou le gaz naturel. Les sources hors route traitées dans la présente section comprennent les équipements miniers, agricoles, de construction, d'exploitation forestière et de soutien aéroportuaire, alimentés au combustible fossile.

Les émissions annuelles de carbone noir des sources mobiles hors route peuvent être calculées à partir du taux d'émission spécifique de carbone noir multiplié par la durée d'utilisation prévue, selon l'équation 50.

Équation 50. Émissions annuelles de carbone noir attribuable aux sources mobiles hors route (Niveau 1)

$$E_{CN} = \sum_i \left(t_i \times P \times FC \times FE_{i,PM10} \times \frac{PM_{2,5}}{PM_{10}} \times FS_{CN} \right) \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux sources mobiles hors route;

i = Type de source mobile hors route;

t_i = Temps d'utilisation par année de la source mobile hors route i , exprimé en heures par année;

P = Puissance de la source mobile, en kW;

FC = facteur de charge de l'équipement⁸⁶;

$FE_{i,PM10}$ = Facteur d'émission de particules de diamètre inférieur à 10 microns pour le type de source mobile i , en grammes par kW, par heure⁸⁷;

$PM_{2,5}/PM_{10}$ = fraction de particules de diamètre inférieur à 2,5 microns par rapport au total des particules = 0,97⁸⁸

FS_{CN} = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les $PM_{2,5}$ en carbone noir pour le carburant diesel = 0,7897⁸⁹;

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

Le tableau 48 Tableau 48 présente les normes d'émission sur les gaz d'échappement établissant un niveau maximum pour les émissions de particules de diamètre inférieur à 10 microns des machines hors route. Les normes d'émissions sont divisées en catégories basées sur la puissance du moteur et sont définies comme la masse de particules par unité de puissance utile exprimée en grammes par kilowattheure.

Tableau 48. Normes relatives aux émissions de PM ₁₀ des équipements hors route				
Puissance (kW)	Tier	Année de modèle	PM (g/kW h)	Note
kW<8	0	avant 2000	1	
	1	2000-2005	1	
	2	2006-2011	0,8	
	4	2012+	0,4	
8<kW<19	0	avant 2000	0,95	
	1	2000-2005	0,8	
	2	2006-2011	0,8	
	4	2012+	0,4	
19<kW<37	0	avant 1999	0,95	
	1	1999-2005	0,8	
	2	2006-2011	0,6	
	4	2012+	0,03	
37<kW<56	1	1998-2005	0,8	
	2	2006-2007	0,4	

⁸⁶ Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-compression-ignition, USEPA 2008, Appendix A, tableau A4 et appendix C, tableau C2.

⁸⁷ Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-compression-ignition, USEPA 2008, Appendix A, tableaux A1 à A4 et appendix C, tableau C2.

⁸⁸ Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-compression-ignition, USEPA 2008. Page 25.

⁸⁹ Rapport d'inventaire des émissions de carbone noir 2013-2022 Tableau A2-5.

Tableau 48. Normes relatives aux émissions de PM₁₀ des équipements hors route

Puissance (kW)	Tier	Année de modèle	PM (g/kW h)	Note
	3	2007-2011	0,3	
	4	2012+	0,03	
56<kW<75	1	1998-2005		
	2	2006-2007	0,4	
	3	2007-2011	0,4	
	intérimaire 4	2012	0,02	
	4	2013+	0,02	
75<kW<130	1	1998-2005		
	2	2006	0,3	
	3	2007-2011	0,3	
	4	2012+	0,02	
130<kW<560	1	1998-2005	0,54	
	3	2006-2011	0,2	
	4	2012+	0,02	
>560kW	1	1998-2005	0,54	
	2	2006-2011	0,2	
	intérimaire 4	2012-2014	0,1	
	4	2015+	0,04*	*Tous les moteurs sauf les génératrices
	4	2015+	0,03**	**Moteurs de génératrices portatives

Source : Document d'orientation sur le Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression : chapitre 6. (<https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/publications/document-orientation-reglement-emissions-moteurs/chapitre-6.html>)

3.29.2.3 Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux locomotives

Les émissions de carbone noir provenant des locomotives sont causées par la combustion de carburant diesel associé au transport ferroviaire de passagers et de marchandises.

Les émissions annuelles de carbone noir des locomotives peuvent être estimées à partir de la consommation annuelle de carburant diesel et d'un facteur d'émission par défaut établi pour les locomotives. Le calcul peut être réalisé à partir de l'équation 51 présentée ci-dessous.

Équation 51. Émissions annuelles de carbone noir attribuable aux locomotives (Niveau 1)

$$E_{CN} = Q \times FE_{PM_{2,5}} \times FS_{CN/PM_{2,5}} \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux locomotives, en kilogrammes par an;

Q = Quantité de carburant diesel consommée annuellement, en litres;

$FE_{PM_{2,5}}$ = Facteur d'émission de $PM_{2,5}$ = 1,204 $g_{PM_{2,5}}/l$ (*);

$FS_{CN/pm_{2,5}}$ = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les $PM_{2,5}$ en carbone noir pour les locomotives = 0,6767 (*);

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

(*) Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.3.3

3.29.2.4 Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux navires

Les émissions de carbone noir provenant des navires sont attribuables à la combustion de carburant diesel ou à la combustion de mélanges de carburants résiduels associée au transport maritime.

Les émissions annuelles de carbone noir attribuables aux navires peuvent être estimées à partir de la consommation annuelle de carburant et d'un facteur d'émission établi par défaut pour les navires. Le calcul peut être réalisé à partir de l'Équation 52 ci-dessous.

Équation 52. Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux navires (Niveau 1)

$$E_{CN} = \sum_i (Q_i \times FE_{i,PM_{2,5}} \times FS_{i,CN/PM_{2,5}}) \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux navires, en kilogrammes par an;

i = Type de carburant (c.-à-d. diesel ou mélange de carburants résiduels);

Q_i = Quantité de carburant marin du type « i » consommée annuellement, en litres;

$FE_{i,PM_{2,5}}$ = Facteur d'émission de $PM_{2,5}$ associé au type de carburant « i », en $g_{PM_{2,5}}/l$;

$FS_{i,CN/pm_{2,5}}$ = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les $PM_{2,5}$ en carbone noir pour le type de carburant « i »;

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

Le tableau 49 présente les facteurs d'émission de $PM_{2,5}$ et les facteurs de spéciation associés aux différents types de carburants utilisés dans les navires.

Tableau 49. Facteurs d'émission de $PM_{2,5}$ et facteurs de spéciation associés aux différents types de carburants utilisés par les navires			
Combustible	$FE_{i,PM_{2,5}}$ ($g_{PM_{2,5}}/l$)	$FS_{i,CN/PM_{2,5}}$	Référence
Diesel	1,998 ⁽¹⁾	0,77 ⁽³⁾	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Étude de la USEPA sur l'impact de la réglementation (catég. 1 et 2, EPA 2007; catég. 3, USEPA, 2009c) ▪ Étude de l'Organisation maritime internationale (OMI) sur la réduction des émissions de GES des navires (2014) ▪ USEPA, 2013a
Mélange général de carburants résiduels pour navires	6,271 ⁽²⁾	0,06 ⁽³⁾	

Source : Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.3.3.

3.29.2.5 Calcul des émissions de carbone noir attribuables aux aéronefs

Les émissions de carbone noir provenant des aéronefs sont attribuables à la combustion de carburéacteur associée au transport de passagers et de marchandises ainsi qu'à d'autres activités aériennes.

Les émissions annuelles de carbone noir attribuables aux aéronefs peuvent être estimées à partir de la consommation annuelle de carburéacteur et d'un facteur d'émission établi par défaut. Le calcul peut être réalisé à partir de l'Équation 53 présentée ci-dessous.

Équation 53. Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux aéronefs

$$E_{CN} = Q \times FE_{PM_{2,5}} \times FE_{CN/PM_{2,5}} \times 0,001$$

Où :

E_{CN} = Émissions annuelles de carbone noir attribuables aux aéronefs, en kilogrammes par an;

Q_i = Quantité de carburant consommée annuellement, en litres;

$FE_{PM_{2,5}}$ = Facteur d'émission de $PM_{2,5}$ associé au carburéacteur = 0,164 $g_{PM_{2,5}}/l$ (*);

$FS_{CN/pm_{2,5}}$ = Facteur de spéciation à appliquer pour convertir les $PM_{2,5}$ en carbone noir = 0,13 (*);

0,001 = Facteur de conversion de grammes à kilogrammes.

(*) Lignes directrices relatives à l'évaluation des émissions de carbone noir en Amérique du Nord. Partie 3.3.3

3.30 Émissions provenant d'activités non présentées dans le guide ou enjeux de quantification émergents

Si une activité non présentée dans ce guide (ex.: captage et séquestration du CO_2^{90}) est susceptible d'émettre des GES, une évaluation des émissions de GES basée sur des méthodologies reconnues et avec des hypothèses crédibles et vérifiables doit être réalisée. Le MELCCFP est toujours disponible pour offrir son soutien lors des évaluations.

Comme il a été mentionné en introduction, les connaissances évoluant rapidement dans le domaine des changements climatiques, certains enjeux pourraient être abordés dans une prochaine mise à jour du guide. Parmi ces enjeux, mentionnons le concept des meilleures technologies disponibles, la séquestration des GES dans les milieux humides, le captage et la séquestration biologique, chimique et géologique du CO_2 , la géothermie profonde, la dette carbone en lien avec les projets d'exploitation forestière ainsi que l'élaboration d'un cadre pour les analyses de cycle de vie de certains projets.

4 Mesures d'atténuation des émissions de GES

4.1 Types et exemples de mesures de réduction des émissions de GES

Atténuer les émissions de GES est une action incontournable pour le développement d'un projet durable et fait partie de la démarche de quantification présentée dans ce guide. Les mesures visant à réduire les émissions de GES peuvent être physiques, organisationnelles ou comportementales. Le Tableau 50 présente les caractéristiques principales de chacun de ces types. Le choix des mesures de réduction d'émissions de GES optimales pour chaque projet doit être guidé par :

- La réduction d'émissions de GES obtenue par la mise en œuvre de la mesure;
- L'applicabilité au contexte québécois;
- L'aspect financier.

⁹⁰ISO 27914:2017 - Capture, transport et stockage géologique du dioxyde de carbone -- Stockage géologique <https://www.iso.org/fr/standard/64148.html>.

Tableau 50. Types de mesures de réduction des émissions de GES (liste non exhaustive)

MODIFICATION DES ÉQUIPEMENTS OU DES SYSTÈMES. CE TYPE DE MESURES EST GÉNÉRALEMENT LIÉ À UN INVESTISSEMENT.					
MESURES PHYSIQUES	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #003366; color: white;">TECHNOLOGIE</td> <td> <p>Utiliser des équipements ou des technologies qui permettent de réduire la consommation énergétique ou recourir à des énergies renouvelables à faible émission de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recourir à la meilleure technologie disponible dans une perspective de faisabilité technico-économique; • Utiliser des sources d'énergie de remplacement à faible empreinte carbone; • Utiliser des équipements plus performants; • Remplacer des équipements à combustion par des équipements électriques; • Remplacer des chaudières au mazout par des chaudières à biomasse résiduelle; • Utiliser des équipements branchés au réseau électrique plutôt qu'alimentés par des génératrices lorsque les conditions le permettent; • Pour les bâtiments, adopter les pratiques des certifications vertes qui permettent de réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES. Recourir à la géothermie, lorsque cela est possible; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Examiner la faisabilité du captage et de la séquestration pérenne des GES. </td> </tr> <tr> <td style="background-color: #003366; color: white;">PROCÉDÉ</td> <td> <p>Optimiser les procédés de production industrielle afin de minimiser les émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réduire le plus possible ou éliminer les sources d'émission de GES dans les procédés industriels; • Mettre sur pied des mesures d'efficacité énergétique pérennes dans le temps et un processus d'amélioration continue; • Optimiser la récupération de chaleur (ou de froid) et réduire les rejets thermiques; • Implanter l'intégration de procédés (<i>Pinch</i>)⁹¹; • Remplacer les HFC des équipements de réfrigération industrielle par d'autres fluides frigorigènes moins émissifs ou ayant un faible PRP; • Minimiser les pertes de SF₆ dans le cadre des opérations; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Pratiquer l'économie circulaire, c'est-à-dire utiliser les matières résiduelles d'une entreprise comme matières premières (ex. : vente de la vapeur générée par un incinérateur de matières résiduelles à une industrie à proximité). </td> </tr> </table>	TECHNOLOGIE	<p>Utiliser des équipements ou des technologies qui permettent de réduire la consommation énergétique ou recourir à des énergies renouvelables à faible émission de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recourir à la meilleure technologie disponible dans une perspective de faisabilité technico-économique; • Utiliser des sources d'énergie de remplacement à faible empreinte carbone; • Utiliser des équipements plus performants; • Remplacer des équipements à combustion par des équipements électriques; • Remplacer des chaudières au mazout par des chaudières à biomasse résiduelle; • Utiliser des équipements branchés au réseau électrique plutôt qu'alimentés par des génératrices lorsque les conditions le permettent; • Pour les bâtiments, adopter les pratiques des certifications vertes qui permettent de réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES. Recourir à la géothermie, lorsque cela est possible; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Examiner la faisabilité du captage et de la séquestration pérenne des GES. 	PROCÉDÉ	<p>Optimiser les procédés de production industrielle afin de minimiser les émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réduire le plus possible ou éliminer les sources d'émission de GES dans les procédés industriels; • Mettre sur pied des mesures d'efficacité énergétique pérennes dans le temps et un processus d'amélioration continue; • Optimiser la récupération de chaleur (ou de froid) et réduire les rejets thermiques; • Implanter l'intégration de procédés (<i>Pinch</i>)⁹¹; • Remplacer les HFC des équipements de réfrigération industrielle par d'autres fluides frigorigènes moins émissifs ou ayant un faible PRP; • Minimiser les pertes de SF₆ dans le cadre des opérations; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Pratiquer l'économie circulaire, c'est-à-dire utiliser les matières résiduelles d'une entreprise comme matières premières (ex. : vente de la vapeur générée par un incinérateur de matières résiduelles à une industrie à proximité).
TECHNOLOGIE	<p>Utiliser des équipements ou des technologies qui permettent de réduire la consommation énergétique ou recourir à des énergies renouvelables à faible émission de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recourir à la meilleure technologie disponible dans une perspective de faisabilité technico-économique; • Utiliser des sources d'énergie de remplacement à faible empreinte carbone; • Utiliser des équipements plus performants; • Remplacer des équipements à combustion par des équipements électriques; • Remplacer des chaudières au mazout par des chaudières à biomasse résiduelle; • Utiliser des équipements branchés au réseau électrique plutôt qu'alimentés par des génératrices lorsque les conditions le permettent; • Pour les bâtiments, adopter les pratiques des certifications vertes qui permettent de réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES. Recourir à la géothermie, lorsque cela est possible; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Examiner la faisabilité du captage et de la séquestration pérenne des GES. 				
PROCÉDÉ	<p>Optimiser les procédés de production industrielle afin de minimiser les émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réduire le plus possible ou éliminer les sources d'émission de GES dans les procédés industriels; • Mettre sur pied des mesures d'efficacité énergétique pérennes dans le temps et un processus d'amélioration continue; • Optimiser la récupération de chaleur (ou de froid) et réduire les rejets thermiques; • Implanter l'intégration de procédés (<i>Pinch</i>)⁹¹; • Remplacer les HFC des équipements de réfrigération industrielle par d'autres fluides frigorigènes moins émissifs ou ayant un faible PRP; • Minimiser les pertes de SF₆ dans le cadre des opérations; • Profiter des programmes de financement existants pour réduire les émissions de GES; • Pratiquer l'économie circulaire, c'est-à-dire utiliser les matières résiduelles d'une entreprise comme matières premières (ex. : vente de la vapeur générée par un incinérateur de matières résiduelles à une industrie à proximité). 				
CHANGEMENTS DANS LES PROCESSUS ORGANISATIONNELS					
MESURES ORGANISATIONNELLES	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #003366; color: white;">POLITIQUE D'ACHAT RESPONSABLE</td> <td> <p>Intégrer des critères de développement durable dans les politiques d'achat de l'organisation. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Établir des exigences spécifiques en matière de GES dans les achats des matières premières de l'entreprise, dans les cahiers des charges ou dans les conditions d'exécution; • Acheter localement; • Connaître l'empreinte carbone des produits. </td> </tr> <tr> <td style="background-color: #003366; color: white;">OPTIMISATION DES FLUX</td> <td> <p>Optimiser les flux de matières, de personnes et de marchandises, en vue de diminuer les émissions de GES qui y sont liées. Exemples :</p> </td> </tr> </table>	POLITIQUE D'ACHAT RESPONSABLE	<p>Intégrer des critères de développement durable dans les politiques d'achat de l'organisation. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Établir des exigences spécifiques en matière de GES dans les achats des matières premières de l'entreprise, dans les cahiers des charges ou dans les conditions d'exécution; • Acheter localement; • Connaître l'empreinte carbone des produits. 	OPTIMISATION DES FLUX	<p>Optimiser les flux de matières, de personnes et de marchandises, en vue de diminuer les émissions de GES qui y sont liées. Exemples :</p>
POLITIQUE D'ACHAT RESPONSABLE	<p>Intégrer des critères de développement durable dans les politiques d'achat de l'organisation. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Établir des exigences spécifiques en matière de GES dans les achats des matières premières de l'entreprise, dans les cahiers des charges ou dans les conditions d'exécution; • Acheter localement; • Connaître l'empreinte carbone des produits. 				
OPTIMISATION DES FLUX	<p>Optimiser les flux de matières, de personnes et de marchandises, en vue de diminuer les émissions de GES qui y sont liées. Exemples :</p>				

⁹¹Selon Canmet Énergie (RNCAN), l'intégration de procédés est une approche systématique permettant d'identifier et de corriger les inefficacités dans les procédés industriels en analysant les interactions des opérations dans leur ensemble plutôt qu'individuellement. L'IP tient compte des contraintes techniques et financières avant la conception détaillée (analyse *Pinch*). http://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/canmetenergy/files/pubs/2004042_fr.pdf

Tableau 50. Types de mesures de réduction des émissions de GES (liste non exhaustive)

		<ul style="list-style-type: none"> • Optimiser la logistique du transport de marchandises et des personnes par l'intermodalité (train-bateau-camion); • Utiliser des matières premières situées plus près (ex. : matériaux de bancs d'emprunt); • Réduire les retours à vide dans le camionnage; • Utiliser des moyens de transport émettant moins de GES.
	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	<p>Mener des activités de recherche et développement pour la conception de produits, matériaux, pratiques ou technologies dont le mode de production ou l'utilisation permet de réduire les émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Écoconception; • Conception de procédés moins émetteurs de GES.
MESURES COMPORTEMENTALES	CHANGEMENT DANS LES COMPORTEMENTS QUOTIDIENS	
	INFORMATION ET SENSIBILISATION	<p>Informier et sensibiliser les employés, les fournisseurs, les clients et les usagers quant aux façons de réduire les émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Réaliser des campagnes d'information ou de sensibilisation; • Faire la promotion des bonnes pratiques de réduction des émissions de GES.
	FORMATION	<p>Permettre aux différents acteurs de s'approprier les bonnes pratiques qui favorisent les économies d'énergie ou la réduction des émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Formation sur la gestion responsable des matières résiduelles; • Formation sur l'intégration de procédés, l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, etc.; • Formation sur l'économie circulaire; • Formation à l'écoconduite du personnel.
	ENGAGEMENTS OU ACCORDS VOLONTAIRES	<p>S'engager à viser des objectifs de réduction volontaire des émissions de GES. Exemples :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se fixer des objectifs annuels de réduction de l'intensité des émissions de GES par unité produite; • Établir une procédure pour limiter les émissions de HFC des systèmes de réfrigération; • Établir une politique de consommation responsable d'énergie; • Contribuer à des mesures de réduction auprès de tiers (ex. : installation de bornes électriques); • Favoriser l'économie circulaire et la symbiose industrielle.

4.2 Quantification des émissions de GES des mesures d'atténuation

La quantification du potentiel de réduction d'une mesure d'atténuation se calcule par la différence entre les émissions de GES du scénario de référence et les émissions de GES du projet avec la mesure. Le scénario de référence est défini comme le scénario le plus susceptible de se réaliser en l'absence de mesures de réduction. En règle générale, le scénario de référence représente le cours normal des affaires ou la situation actuelle. Deux exemples sont présentés dans les tableau 51 et Tableau 52.

Tableau 51. Exemple de calcul de réduction pour des équipements de combustion fixes

Source d'émission	Scénario de référence (Chaudière au mazout 75 % d'efficacité)	Scénario de la mesure (Chaudière au mazout 90 % d'efficacité)	Réduction des émissions de GES (Scénario de référence moins Scénario de la mesure)
	Émissions de GES (tonnes éq. CO ₂ /an)	Émissions de GES (tonnes éq. CO ₂ /an)	(tonnes éq. CO ₂ /an)
Chaudière	10 000	8 000	2 000

Tableau 52. Exemple de calcul de réduction pour des équipements de combustion mobiles

Source d'émission	Scénario de référence (Banc d'emprunt à 40 km du site)	Scénario de la mesure (Banc d'emprunt à 10 km du site)	Réduction des émissions de GES (Scénario de référence moins Scénario de la mesure)
	Émissions de GES (tonnes éq. CO ₂ /an)	Émissions de GES (tonnes éq. CO ₂ /an)	(tonnes éq. CO ₂ /an)
Transport des matériaux par camion	50	20	30

Les outils privilégiés pour déterminer les mesures de réduction sont le plan des mesures d'atténuation des émissions de GES et le plan de surveillance des émissions de GES, qui doit lui être assorti. Ces outils permettent d'identifier les activités les plus émissives et de déterminer les mesures à prendre pour en atténuer les effets, quantification à l'appui. Ils sont présentés ci-après.

4.3 Plan des mesures d'atténuation des émissions de GES

Le plan des mesures d'atténuation des émissions de GES, un levier de mobilisation interne

L'expérience prouve que la mise en œuvre d'un tel plan est un excellent levier interne de communication pour mobiliser les intervenants impliqués dans le projet autour des objectifs de développement durable partagés par tous. Ce plan peut faire partie d'un système de gestion des GES ou s'intégrer à un système de gestion préexistant, qu'il s'agisse d'un système de gestion environnementale (ex. : ISO 14001), de la qualité (ex. : ISO 9001) ou de l'énergie (ex. : ISO 50001). Ce plan peut aider l'organisation à :

- réduire ses coûts d'exploitation;

- innover et se démarquer;
- améliorer son image;
- prévoir de nouvelles contraintes;
- se préparer à l'évolution des prix de l'énergie;
- motiver l'équipe;
- agir pour la planète et le climat;
- se faire de nouveaux partenaires.

Concrètement, dans le cadre de la réalisation du plan des mesures d'atténuation, il est important de dresser une liste plus ou moins longue de mesures et de sélectionner les plus porteuses en termes de réduction d'émissions de GES, en prenant en compte leur faisabilité technico-économique. Il est important de se doter de mesures à haut potentiel de réduction des émissions de GES, sans pour autant négliger celles qui, malgré un plus faible potentiel de réduction, ont un fort pouvoir de mobilisation auprès des équipes.

Le plan doit notamment présenter :

- une description des mesures de réduction des émissions de GES prévues aux différentes phases du projet;
- une description du scénario de référence et du scénario de la mesure;
- une quantification des réductions d'émissions de GES attribuables aux différentes mesures. Pour faire la quantification, des méthodologies autres que celles proposées dans le guide peuvent être utilisées pour établir le scénario de référence et le scénario de la mesure (voir les exemples dans les tableaux de la section précédente);
- la manière dont les possibilités de réduction des émissions de GES sont intégrées dans la conception ou dans les opérations subséquentes du projet;
- le cas échéant, les mesures d'atténuation qui permettraient des réductions d'émissions indirectes de GES ou des émissions évitées, avec leur quantification (ex. : voie réservée pour le transport collectif).

S'il appert que des mesures d'atténuation à fort potentiel de réduction ne peuvent être appliquées pour des raisons économiques, sociales ou environnementales, cela doit être documenté.

Le suivi de l'efficacité des mesures d'atténuation doit être inclus dans le plan de surveillance des émissions de GES, décrit ci-après.

4.4 Plan de surveillance des émissions de GES

Le plan de surveillance permet de quantifier les émissions de GES engendrées par le projet et de suivre leur évolution à travers le temps. En général, un plan de surveillance indique notamment le type de données à recueillir (ex. : la consommation de carburant, le processus et les méthodes pour recueillir ces données, la fréquence de prise des données, etc.). Il vise à faciliter la quantification des émissions de GES et peut évoluer sur la durée de vie du projet.

Lorsqu'un projet en cours est soumis au RDOCECA, la déclaration des émissions de GES constitue un excellent outil de suivi. Or, tous les projets ne sont pas assujettis au RDOCECA, et ce règlement ne vise pas les émissions de construction ni les émissions de post-fermeture. Dans ce contexte, la norme ISO 14064 et

le document « Mitigation Goal Standard du GHG Protocol » (World Resources Institute, 2018) peuvent être utilisés à titre de références. Un exemple de plan de surveillance des émissions de GES est présenté à l'annexe C.

4.5 Émissions évitées

Au-delà de la réduction de leurs propres émissions de GES, les entreprises ou les organisations peuvent participer à la transition vers une économie plus décarbonée par les solutions qu'elles peuvent développer. Ces solutions contribuent à diminuer les émissions en aval de la chaîne de valeur, notamment, en comparaison avec d'autres solutions existantes et habituelles.

Les émissions évitées d'une entreprise, d'une organisation ou d'un projet concernent les réductions d'émissions réalisées par ses activités, produits et/ou services, lorsque ces réductions se réalisent en dehors de son périmètre d'activité. Ces émissions sont évaluées en regard d'un scénario de référence tel que défini à la section 4.2.

Voici des exemples d'émissions évitées :

- production d'énergie renouvelable ou de vapeur issue de la cogénération, au bénéfice de tiers;
- valorisation de la matière (recyclage) ou de l'énergie (valorisation énergétique) des matières résiduelles, au bénéfice de tiers;
- vente de produits ou de services dont l'usage permet de réduire les émissions de GES à l'extérieur du périmètre du projet, de l'entreprise ou de l'organisation;
- financement de projets portés par des tiers permettant de réduire les émissions de GES hors du périmètre du projet, de l'entreprise ou de l'organisation;
- financement de projets portés par des tiers permettant d'augmenter les puits de carbone hors du périmètre du projet, de l'entreprise ou de l'organisation;
- émissions évitées par la réalisation de projets par l'entreprise ou l'organisation contribuant à réduire les émissions de GES dans la chaîne de valeur (ex. : production de carburants ou de combustibles à faible intensité carbone, production de véhicules zéro émission, etc.).

5 Références principales

Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère.

<http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%2015>

Rapport d'inventaire national 1990-2019 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.

<https://publications.gc.ca/site/fr/9.502402/publication.html>

Environnement et Changement climatique Canada. Guides par secteur.

<https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/orientation-quantification/guides-par-secteurs.html>

2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 3 – Industrial Processes and Product Use.

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol3.html>

American Petroleum Institute (API). Compendium of GHG Emissions Methodology for the Oil and Gas Industry, August 2009.

http://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/2009_ghg_compendium.ashx

GHGenius. A model for lifecycle assessment of transportation fuels. Natural Resources Canada. Office of Energy Efficiency.

<https://www.ghgenius.ca/>

ECCC-2021 - Environnement et Changement Climatique Canada. Calculateur d'émissions des chaudières et appareils de chauffage : guide de déclaration. Consulté le 22 juin 2021

<https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/inventaire-national-rejets-polluants/declaration/outils-calcul-emissions/calculateur-emissions-chaudieres-appareils-chauffage.html#toc2>

ADEME (2014). La biomasse agricole

<https://www.ademe.fr/expertises/produire-autrement/production-agricole/chiffres-cles-observations/biomasse-agricole>

Annexe A – Aide-mémoire sur les sources d'émission de GES à considérer en fonction des secteurs

Tableau 53. Sources de GES à considérer																						
Sources d'émission de GES	Types et phases des projets (C = Construction; E = Exploitation; D = Démantèlement ou fermeture)																					
	Section du guide	Industries (Note 1)			Énergie (Note 2)			Eau (Note 3)			Agriculture (Note 4)			Transport			Matières résiduelles et sols contaminés			Hydrocarbures (Section 3.20)		
		C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D
Systèmes de combustion fixes	3.1	X	X	X	X	X		X				X		X	X		X	X				
Systèmes de combustion mobiles	3.2	X	X	X	X	X	X	X	X ^{3b}	X ^{3b}	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Consommation d'énergie électrique	3.3	X	X	X	X	X	X	X	X	X ^{3a}	X	X		X	X		X	X		X	X	X
Procédés industriels	3.4		X																			
Exploitation minière et procédés de transformation de minerais	3.5		X																			
Production d'hydrogène	3.6	X	X	X	X	X								X	X						X	
Utilisation d'explosifs	3.8	X	X		X			X						X			X					
Émissions fugitives d'hexafluorure de soufre et de perfluorocarbures	3.9					X			X ^{3a}													
Équipements de réfrigération ou de climatisation	3.10		X	X								X			X							
Déboisement	3.11	X			X			X			X			X			X			X	X	

Tableau 53. Sources de GES à considérer

Sources d'émission de GES	Types et phases des projets (C = Construction; E = Exploitation; D = Démantèlement ou fermeture)																					
	Section du guide	Industries (Note 1)			Énergie (Note 2)			Eau (Note 3)			Agriculture (Note 4)			Transport			Matières résiduelles et sols contaminés			Hydrocarbures (Section 3.20)		
		C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D
Perte de milieu humides	3.13	X			X			X														
Inondation des écosystèmes	3.15							X ^{3a}														
Production agricole	3.16											X										
Enfouissement de matières résiduelles	3.17																X	X				
Épuration du biogaz	3.18																X	X				
Destruction du biogaz	3.19																X	X				
Biométhanisation de matières résiduelles	3.20		X														X					
Compression et liquéfaction du biogaz	3.21		X														X					
Compostage de matières résiduelles	3.22		X														X					
Incinération de matières résiduelles ou traitement thermique des matières dangereuses ou des sols contaminés	3.23																X					
Traitement et rejet des eaux usées	3.24		X														X		X	X	X	

Tableau 53. Sources de GES à considérer

Sources d'émission de GES	Types et phases des projets (C = Construction; E = Exploitation; D = Démantèlement ou fermeture)																					
	Section du guide	Industries (Note 1)			Énergie (Note 2)			Eau (Note 3)			Agriculture (Note 4)			Transport			Matières résiduelles et sols contaminés			Hydrocarbures (Section 3.20)		
		C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D
Exploration et exploitation des hydrocarbures	3.25																			X	X	X
Traitement, transport et distribution de gaz naturel	3.26				X															X	X	X
Transport d'hydrocarbures par pipeline	3.27				X	X	X													X	X	X
Émissions indirectes en amont du transport d'hydrocarbures par pipeline	3.28.1				X															X	X	X
Émissions indirectes attribuables au transfert modal	3.28.2													X								
Émissions indirectes attribuables au flux de circulation et à la congestion routière	3.28.3								X ^{3b}						X							
Émissions indirectes attribuables aux différents modes de	3.28.2								X ^{3b}						X							

Tableau 53. Sources de GES à considérer

Sources d'émission de GES	Types et phases des projets (C = Construction; E = Exploitation; D = Démantèlement ou fermeture)																					
	Section du guide	Industries (Note 1)			Énergie (Note 2)			Eau (Note 3)			Agriculture (Note 4)			Transport			Matières résiduelles et sols contaminés			Hydrocarbures (Section 3.20)		
		C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D	C	E	D
transport de marchandises																						
Analyse de cycle de vie	3.28.4																			X	X	X
Carbone noir	3.29																			X	X	X
Activités non présentées dans le guide et enjeux émergents	3.30	Les sources d'émission pourront varier en fonction du type d'activité ou d'enjeu.																				

Note 1 : Le secteur industriel correspond aux activités économiques dont l'objet est la transformation de matières en produits finis ou l'exploitation des richesses minérales du sol et des sources d'énergie. Le secteur minier fait partie du secteur primaire de l'exploitation des ressources (Gouvernement du Québec, Thésaurus). Plusieurs sources d'émission sont communes aux deux secteurs, raison pour laquelle ils ont été regroupés.

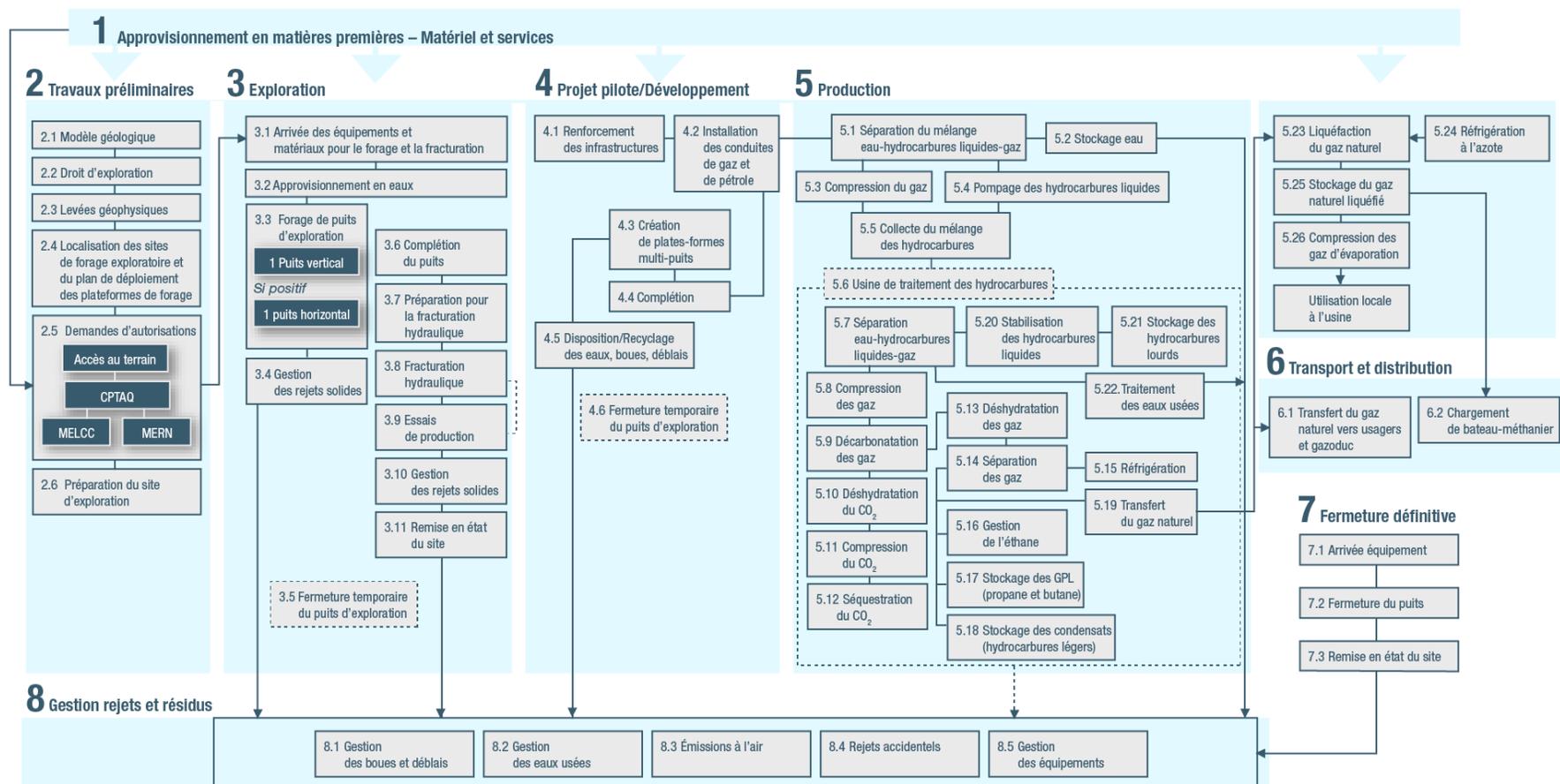
Note 2 : La phase de démantèlement doit être considérée seulement lorsqu'elle s'applique.

Note 3 : Le secteur « Eau » touche toutes les activités en lien avec l'eau. 3a) Les sources identifiées s'appliquent aux activités de retenue d'eau seulement. 3b) Les sources identifiées s'appliquent aux activités réalisées dans les milieux hydrique et portuaire.

Note 4 : La transformation des produits agricoles ne fait pas partie de la production animale, mais plutôt de l'industrie agroalimentaire. Il faut donc se référer aux sources d'émission associées au secteur « Industries ».

Annexe B – Information complémentaire sur les projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures

Figure 6. Exemple de séquence des opérations d'un projet type de production d'hydrocarbures



Source : adapté de WSP, octobre 2015. Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti.

Annexe C – Plan de surveillance et de suivi des émissions de GES

Tableau 54. Exemple de plan de surveillance et de suivi des émissions de GES

Catégorie	Types de données	Unités	Source des données	Fréquence
Équipements motorisés	Consommation de carburant de chacun des véhicules	Litres	Factures	Mensuelle/annuelle
	Kilométrage de chacun des véhicules	Kilomètres	Odomètres	Mensuelle/annuelle
	Heures d'utilisation des véhicules hors route	heures	Registre des opérations	Mensuelle/annuelle
	Acquisition de nouveaux véhicules	Litres/100 kilomètres	Factures	Annuelle
Bâtiments et procédés	Consommation de gaz naturel	Mètres cubes	Factures	Mensuelle
	Consommation d'électricité	Kilowattheures	Factures	Mensuelle
	Consommation de mazout	Litres	Factures	Mensuelle
	Recharge de réfrigérants	Kilogrammes	Factures	Mensuelle
	Consommation de carbonates	Tonnes	Factures	Mensuelle
	Consommation d'électrodes de carbone	Tonnes	Factures	Mensuelle
Projets de gestion des matières résiduelles	Pourcentage de biogaz émis qui est capté dans le lieu d'enfouissement technique (LET)	Pourcentage	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz brûlée dans le LET	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz valorisée	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de matières résiduelles organiques (MRO) traitée par compostage	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de compost produite	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de matières résiduelles incinérée	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Teneur en matières sèches des matières résiduelles incinérées	Fraction	Mesure	Mensuelle

Tableau 54. Exemple de plan de surveillance et de suivi des émissions de GES

Catégorie	Types de données	Unités	Source des données	Fréquence
	Composition des matières résiduelles incinérées	Pourcentage	Registre	Mensuelle
	Fraction de carbone dans les matières résiduelles incinérées	Fraction	Mesure	Mensuelle
	Fraction de carbone fossile dans les matières résiduelles incinérées	Fraction	Mesure	Mensuelle
Projets de production animale	Nombre de têtes par catégorie d'animaux	Nombre	Registre	Mensuelle
	Quantité de fumier stockée	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de fumier épandue	Tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité d'engrais synthétique épandue	Tonnes	Registre	Mensuelle

Annexe D – Information complémentaire sur les émissions biogéniques

Selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)⁹², pour le CO₂ d'origine biogénique émis par les humains, deux cas de figure peuvent se présenter :

- Cas 1 : soit il s'inscrit dans une modification globale des écosystèmes qui ne concourt pas à accroître la concentration atmosphérique de CO₂, parce que les émissions accrues par les humains sont contrebalancées par un puits de carbone (cas typique de la gestion forestière);
- Cas 2 : soit il s'inscrit dans un schéma d'émissions non contrebalancées par des puits de carbone (cas de la déforestation ou du changement d'affectation des terres).

En général, dans les pays industrialisés, où il y a peu de déforestation, les émissions de CO₂ sont contrebalancées par l'accroissement forestier annuel (cas 1).

Par ailleurs :

- Les émissions de CO₂ biogéniques « carboneutres », même si, selon les conventions internationales, elles ne sont pas considérées dans les bilans de GES, affectent néanmoins le climat et la qualité de l'atmosphère, qui reçoit de manière indifférenciée le CO₂ d'origine biogénique et non biogénique;
- Le GIEC, qui se préoccupe de plus en plus de cet enjeu et de la dette carbone (voir la définition), recommande de comptabiliser les émissions de CO₂ biogéniques, en particulier si un projet s'inscrit dans un schéma d'émissions non contrebalancées par des puits de carbone (cas 2);
- Dans le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA), une personne ou une municipalité exploitant un établissement au Québec doit déclarer ses émissions annuelles de GES d'origine non biogénique et d'origine biogénique de façon distincte.

Émissions biogéniques de CO₂ résultant de la combustion de la biomasse

Les émissions de CO₂ résultant de la combustion de la biomasse ou de produits dérivés de la biomasse (biodiesel, bois de construction, de rénovation et de démolition, résidus agricoles, etc.) sont considérées comme biogéniques. Toutefois, les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de la biomasse ne le sont pas et doivent être quantifiées avec les émissions issues de la combustion de combustibles fossiles.

⁹² Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), 2018. Documentation Base Carbone (http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?co2_biogenique.htm).

Émissions biogéniques de CO₂ ne résultant pas de la combustion de la biomasse

L'élimination des déchets, le compostage, le traitement des eaux usées et d'autres activités peuvent produire des émissions de CO₂ en raison de la décomposition de la biomasse, et ces émissions sont considérées comme biogéniques. Toutefois, les émissions de CH₄ et de N₂O résultant de cette décomposition de la biomasse ne sont pas biogéniques et doivent être déclarées dans les catégories auxquelles elles se rattachent (déchets, traitement des eaux, etc.).

Annexe E – Information complémentaire sur le carbone noir

Le carbone noir en suspension dans l'air absorbe et diffuse la lumière du soleil, augmente les températures, fait fondre la neige et la glace et a un impact sur la formation et la répartition des nuages. Il peut également influencer la circulation de l'air et les précipitations. L'impact du charbon noir est particulièrement important dans les régions polaires, telles que l'Arctique, où les particules de carbone noir noircissent lorsqu'elles se déposent sur la neige et sur la glace, ce qui augmente leur capacité d'absorption du rayonnement solaire et, par conséquent, la vitesse de fonte.

Une fois émis, le carbone noir reste dans l'atmosphère quelques jours ou quelques semaines, jusqu'à ce qu'il retourne à la surface terrestre dans la pluie ou par dépôt atmosphérique. Le dioxyde de carbone, en revanche, reste dans l'atmosphère pendant des décennies.

Le PRP du carbone noir varie selon l'horizon temporel considéré, le tableau 55 présente le PRP sur des périodes de 20, 100 et 500 ans. La période la plus fréquemment utilisée est celle de 100 ans. Sur cette période, on estime que le PRP du carbone noir serait 460 fois supérieur à celui du CO₂ :

	PRP – 20 ans	PRP – 100 ans	PRP – 500 ans
Carbone noir	1 600	460	140

Source: The International Council on Clean Transportation (ICCT) - A policy-relevant summary of black carbon climate science and appropriate emission control strategies. Juin 2009.
https://theicct.org/sites/default/files/BC_policy-relevant_summary_Final.pdf

Il est important de noter que ces valeurs ne sont pas officiellement publiées par le GIEC. Le GIEC ne fournit pas de valeurs officielles du PRP pour le carbone noir, mais a publié des données permettant aux chercheurs de dériver ces valeurs. Les raisons pour lesquelles les valeurs officielles du PRP ne sont pas fournies incluent la courte durée de vie du carbone noir dans l'atmosphère, les interactions climatiques complexes et les recherches en cours sur son forçage radiatif.

Le 28 novembre 2017, le Canada a ratifié le protocole de Göteborg et ses amendements de 2012 au titre de la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance (PATLD). Parmi les amendements apportés au protocole de Göteborg, citons de nouveaux engagements visant à réduire les émissions de particules et, ce faisant, à donner la priorité aux sources de particules qui sont également des sources importantes de carbone noir. À la réunion des ministres du Conseil de l'Arctique de 2017, le Canada, avec d'autres États de l'Arctique, a renouvelé son engagement à prendre des mesures pour réduire les émissions de carbone noir. Lors de cette réunion, le Canada s'est engagé à continuer à améliorer la qualité et la transparence de l'information relative aux émissions de carbone noir et à publier un inventaire annuel des émissions de carbone noir. Toutes les émissions répertoriées dans cet inventaire proviennent de sources anthropiques (humaines). Les sources naturelles de carbone noir, telles que les feux de forêt, en sont exclues.

Le protocole de Göteborg : un consensus international sur le carbone noir⁹³

Le protocole de Göteborg découle de la Convention sur la pollution atmosphérique transfrontière à longue distance. Il a été établi afin de lutter contre les polluants responsables de l'acidification du milieu biophysique et de la formation de l'ozone troposphérique, dans le contexte où les polluants atmosphériques traversent les frontières et nuisent à la qualité de l'air jusqu'à des endroits éloignés de leur source. Il fixe les limites applicables aux polluants atmosphériques, notamment le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, l'ammoniac et les composés organiques volatils dangereux pour la santé et l'environnement. Il a été mis à jour en 2012 de manière à inclure les particules et le carbone noir (un constituant des particules) et de nouveaux engagements pour 2020.

Les effets du carbone noir sur la santé

Pour ce qui est des effets de ces particules sur la santé, il est prouvé scientifiquement qu'elles causent de graves problèmes au niveau des poumons et du système cardiovasculaire. En raison de leur petite taille, le carbone noir et d'autres particules fines peuvent pénétrer dans les poumons. Les personnes atteintes d'une maladie pulmonaire ou cardiaque préexistante, ainsi que les personnes âgées et les enfants, sont particulièrement vulnérables aux effets des particules fines. Par ailleurs, il n'existe pas de preuve d'un niveau d'exposition sans danger ni d'un seuil en deçà duquel aucun effet néfaste sur la santé ne se produirait. De plus, en juin 2012, l'Organisation mondiale de la santé (OMS) a reclassé les émissions de gaz d'échappement des moteurs diesel en tant que substances cancérigènes pour l'homme et le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC), qui fait partie de l'OMS, a trouvé des preuves suffisantes que l'exposition aux gaz d'échappement diesel provoque le cancer du poumon (CIRC, 2012).

L'Agence de protection de l'environnement (EPA) des États-Unis a estimé que les avantages pour la santé de la réduction des émissions de carbone noir étaient évalués entre 230 000 et 880 000 \$ par tonne de carbone noir en 2010.

Finalement, il est important de signaler que la réduction des émissions de carbone est, selon l'expression anglaise, un "low-hanging fruit" puisque les solutions technologiques sont largement disponibles et à faible coût. Par conséquent, les efforts politiques visant à réduire le carbone noir réduiront simultanément les risques pour la santé et réduiront les impacts anthropiques sur le climat.

⁹³ Environnement Canada. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/organisation/affaires-internationales/parteneriats-organisations/protocole-göteborg-reduire-pollution-atmospherique.html>