

Le contexte

À l'échelle internationale, de nombreux états considèrent que les changements climatiques ont des impacts négatifs sur la santé des populations, l'économie mondiale et l'environnement. Il existe un large consensus à l'échelle planétaire sur la nécessité d'agir rapidement pour contrer les effets des changements climatiques, ce qui a notamment mené avec la signature de l'Accord de Paris sur le climat (COP21) en 2016.

C'est dans ce contexte que le gouvernement du Québec s'est doté d'une cible de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % sous le niveau de 1990 d'ici 2030. Bien qu'ambitieuse, cette cible est cohérente avec l'urgence d'agir et la volonté de développer le Québec de façon durable et responsable. Le Québec vise également à réduire ses émissions de 80 à 95 % d'ici 2050 et à prendre le virage nécessaire vers une économie plus sobre en carbone.

L'intégration de la considération des changements climatiques dans le régime d'autorisation environnementale s'inscrit dans cette tendance mondiale et permet de s'assurer que les projets ayant des effets sur le climat soient analysés, notamment, au regard de leurs émissions de GES. Cette considération à l'égard des changements climatiques dans le régime d'autorisation environnementale se décline dans de nouvelles dispositions aux articles 24, 25, 31.9 et 31.1.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Ainsi, en vertu des nouvelles dispositions introduites par le Projet de loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement, adopté le 23 mars 2017, la ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques doit, dans le cadre de l'analyse des impacts d'un projet sur la qualité de l'environnement, prendre en considération les émissions de GES attribuables au projet ainsi que les mesures de réduction que ces émissions peuvent nécessiter. De ce fait, il est donc important de prendre en considération toutes les sources potentielles d'émission de GES.

Dans ce contexte, la Régie intermunicipale du centre de valorisation des matières résiduelles du Haut-Saint-François et de Sherbrooke (connue sous le nom de Valoris) (dossier 3211-23-089) a tenu une séance d'information et de discussion relative au projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique de Bury, le 8 mai 2018. Pour accompagner le promoteur dans le développement de son projet, la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique (DGEES) a demandé à la Direction de l'expertise climatique (DEC) de fournir les éléments à considérer pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le cadre d'une étude d'impact sur l'environnement. Il est à noter que l'étude d'impact du projet n'a pas encore été reçue et que le guide « *Les changements climatiques et l'autorisation environnementale – Guide à l'intention de l'initiateur de projet* » sera publié sous peu sur le site du MDDELCC, mais n'est pas encore disponible.

L'objectif de ce document est donc de présenter la méthodologie à appliquer pour la prise en compte des changements climatiques (volet GES) lors de la rédaction de l'étude d'impact pour le promoteur du projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique Valoris.

Aspects généraux de l'évaluation des émissions de GES

La considération à l'égard des émissions de GES est une pratique établie dans l'analyse des différents projets soumis aux études d'impacts depuis plusieurs années. En général, tous les projets devraient évaluer leur empreinte carbone et examiner les options possibles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi qu'évaluer leurs impacts sur les puits de carbone, le cas échéant. La quantification doit être présentée dans un rapport signé par une personne qui a les compétences nécessaires pour quantifier les émissions de GES selon des méthodes crédibles et vérifiables avec les références afférentes, en s'inspirant de la norme ISO 14 064-1.

Dans le cadre de cette démarche, les GES à considérer sont ceux visés à l'annexe A.1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, soit le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF₆), ainsi que le trifluorure d'azote (NF₃). Cependant, le promoteur doit aussi prendre en compte tout autre type de GES jugé pertinent qui ne serait pas présent dans cette liste.

Pour additionner les différents types d'émissions de GES du projet, l'unité « tonne d'équivalent dioxyde de carbone » (tCO₂e) doit être utilisée en tenant compte des valeurs de potentiel de réchauffement planétaire des différents gaz¹.

Détermination des variantes

Le promoteur doit élaborer des variantes au projet. L'étude des variantes est couverte par la Directive générale sur l'évaluation environnementale pour tous les milieux et les GES doivent y être inclus. Il est attendu du promoteur qu'il analyse les impacts au niveau des émissions de GES ou des puits de carbone et qu'il identifie et décrit les variantes susceptibles de réduire les émissions de GES. Plus le niveau d'émission de GES pose un risque élevé sur l'atteinte des cibles de réduction du Québec, plus le choix de la variante devra être documenté.

À titre d'exemple, l'initiateur peut envisager différents emplacements pour l'établissement de projet, l'utilisation de différentes technologies disponibles pour la valorisation du biogaz, l'utilisation de sources d'énergie de remplacement à faible empreinte carbone, le remplacement de carburants et la sélection de trajets réduisant les distances nécessaires pour l'approvisionnement ou le transport des matériaux. Ensuite, l'initiateur doit présenter la ou les variantes sélectionnées et les raisons justifiant le choix de cette variante au regard des émissions de GES en tenant compte des enjeux du projet, notamment de la faisabilité technique et économique.

Description des impacts

Dans le cadre de la présente démarche, le promoteur doit tenir compte de l'ensemble des sources du projet pour les phases de construction, d'exploitation, de fermeture et de postfermeture.

¹ Les valeurs de potentiel de réchauffement des différents gaz sont mises à jour annuellement dans le cadre de l'inventaire québécois des émissions de GES. Elles sont publiées sur le site Internet du MDDELCC (<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2015/inventaire1990-2015.pdf>).

Cette section de l'étude doit présenter clairement :

- Les sources identifiées;
- Les données utilisées pour le calcul;
- La référence pour les différentes hypothèses et facteurs d'émission utilisés;
- Les valeurs d'émission de chacun des GES pour chacune des sources, ainsi que la valeur en tCO₂ équivalent;
- La valeur d'émission des GES totale du projet pour chacune de ces phases.

À titre indicatif, des sources spécifiques d'émission des GES à considérer dans l'étude d'impact sont présentées ci-dessous. Il est à noter que cette liste est non exhaustive et qu'il est de la responsabilité du promoteur du projet d'établir la liste complète des sources potentielles d'émissions de GES. Toutes les sources jugées non pertinentes ainsi que toutes les sources qui, cumulativement, représentent moins de 3 % des émissions totales de GES du projet, peuvent être considérées comme négligeables. Pour ces dernières, une quantification sommaire de ces sources devra être effectuée, à titre de justification. Dans tous les cas, le retrait d'une source doit être justifié.

1. **En phase de construction**, des sources d'émission à considérer, sans être exhaustives :

1.1. Les systèmes de combustion fixes (ex. : génératrices, convoyeurs...):

- Les émissions de GES des sources de combustion fixes peuvent être calculées pour chaque type de combustible (i) :

Émissions de gaz à effet de serre

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

- Pour ce qui est des facteurs d'émission de GES des différents types de combustibles, veuillez-vous référer aux tableaux 1-1 à 1-8 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA).

1.2. Les systèmes de combustion mobiles (ex. : tracteurs, équipement de transbordement, niveleuses, chargeuses-pelleteuses, équipements utilisés lors des activités de déboisement et autres équipements mobiles) :

- Les émissions des activités de combustion mobiles sont estimées pour chaque type de combustible (i) qui est essentiellement la même que celle décrite sous la rubrique de Systèmes de combustion fixes, mais elle est adaptée aux sources mobiles :

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 ce qui est des facteurs d'émission de GES des carburants, veuillez-vous référer aux tableaux ci-après :

Facteurs d'émission des carburants ou des combustibles, en équivalent CO ₂					
Carburants et combustibles liquides	gCO ₂ /litre	gCH ₄ /litre	gN ₂ O/litre	gCO ₂ e/litre	Référence
Essence automobile	2307	0,14	0,022	2317	*
Carburants Diesel	2681	0,11	0,151	2729	*
Propane	1515	0,64	0,028	1539	*
Véhicules hors route à essence	2307	10,61	0,013	2576	*
Véhicules hors route au diesel	2681	0,073	0,022	2689	*
Gaz naturel liquéfié	1178	--	--	1178	**
Essence d'aviation	2365	2,2	0,23	2489	*
Carburéacteur	2560	0,029	0,071	2582	*
Trains alimentés au diesel	2681	0,15	1	2983	*
Bateaux à essence	2307	0,22	0,063	2331	*
Navires à moteur diesel	2681	0,25	0,072	2709	*
Navires au mazout léger	2753	0,26	0,073	2781	*
Navires au mazout lourd	3156	0,29	0,082	3188	*
Carburants et combustibles gazeux	gCO ₂ e/m ³	gCH ₄ /m ³	gN ₂ O/m ³	gCO ₂ e/m ³	Référence
Gaz naturel	1887	0,037	0,033	1898	***
Gaz naturel compressé	--	--	--	1907	**

Facteurs d'émission des biocarburants, en équivalent CO ₂				
Biocarburants liquides	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques		Référence
	Facteur d'émission (gCO ₂ /litre)	Facteur d'émission (gCH ₄ /litre)	Facteur d'émission (gN ₂ O/litre)	
Éthanol (100 %)	1508	0,14	0,022	*
Biodiesel (100 %)	2474	0,11	0,151	*
Biocarburants gazeux	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques		Référence
	Facteur d'émission (gCO ₂ /m ³)	Facteur d'émission (gCH ₄ /m ³)	Facteur d'émission (gN ₂ O/m ³)	
Biogaz	1887	0,037	0,033	***

* Rapport d'inventaire national 1990-2016. Partie II. Tableau A6-12 – Emission Factors for Energy Mobile Combustion Sources

** Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) – Tableau 30.1

*** Rapport d'inventaire national 1990-2016. Partie II. Tableaux A6-1 et A6-2

Les émissions biogéniques de CO₂ dues à l'utilisation de biocarburants doivent être présentées à part dans les tableaux de résultats.

Pour ce qui est des émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements mobiles hors route, l'initiateur a aussi la possibilité d'estimer la consommation de combustible à partir du facteur BSFC^[1] qui représente la consommation du 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 document « Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-Compression-Ignition in MOVES201X », publié en janvier 2018 par U.S. Environmental Protection Agency^[2].

1.3. Le transport de matériaux de construction ainsi que le transport des matériaux d'excavation et de remblai :

- Les émissions attribuables au transport sur le site du projet des matériaux de construction ainsi que le transport des matériaux d'excavation et de remblai doivent être calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.2.

1.4. L'utilisation d'énergie électrique :

Les émissions considérées sont celles liées à la production de l'électricité consommée par l'initiateur du projet. Bien que ces émissions soient généralement réalisées à l'extérieur du site du projet, elles sont imputables à l'initiateur du projet. En d'autres termes, il s'agit de la production d'électricité réalisée par une tierce partie et achetée et consommée par l'initiateur. À noter qu'au Québec, en raison du portefeuille énergétique composé en grande partie d'hydroélectricité, ces émissions sont généralement très faibles. Il importe cependant d'en tenir compte pour plusieurs raisons notamment :

- Ces émissions sont contrôlées par l'initiateur du projet et il en est responsable;
- Étant donné que les projets peuvent se dérouler partout au Québec, il peut y avoir des cas où les émissions de GES issues de la production d'électricité ne soient pas faibles si des combustibles fossiles sont utilisés dans la génération d'énergie (ex. : communautés et entreprises situées dans le nord du Québec ou les Îles-de-la-Madeleine);
- Le calcul de ces émissions s'avère très simple.

Les émissions annuelles de GES attribuables à la consommation électrique reliée au projet peuvent être déterminées à partir de la consommation annuelle d'électricité et du facteur d'émission de GES de la production d'électricité au Québec. Le tableau A13-6 du Rapport d'inventaire national (RIN) Partie III, donne les grammes d'équivalents CO₂ émis par kilowattheure d'électricité générée au Québec (1,3 g CO₂ eq/kW).

1.5. Les activités de déboisement :

Les activités de déboisement peuvent avoir des impacts importants sur les changements climatiques lesquels sont bien documentés notamment par le GIEC sous le vocable « changement d'affectation des terres ». Le déboisement contribue à retirer des puits de carbone (i.e. les arbres) qui ont comme avantage de capter et de séquestrer naturellement le CO₂ sur de longues périodes.

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

^[1] Brake-Specific Fuel Consumption

^[2] https://cfpub.epa.gov/si/si_public_file_download.cfm?p_download_id=534575

Où :

$tonnesCO_2$ = émissions de CO_2 attribuables au déboisement, exprimée en tonnes;

N_H = Nombre d'hectares déboisés;

t_{Msh} = Tonnes de matière sèche par hectare;

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

CC = Contenu en carbone du bois, en tonnes de carbone par tonne de matière sèche;

$44/12$ = Ratio masse moléculaire de CO_2 par rapport à la masse moléculaire de C.

Paramètres de l'équation pour déterminer les émissions de CO_2 reliées aux activités de déboisement	
Paramètre	Référence
t_{Msh}	Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres. Tableau 4.7
T_x	Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres. Tableau 4.4
CC	Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres. Valeur par défaut = 0,47

Il est à noter que ce calcul n'intègre pas les sources d'émissions mobiles ou fixes liées à l'activité de déboisement. Ces dernières doivent être intégrées au calcul de la section 1.1 et 1.2.

2. **En phase d'exploitation**, des sources d'émission à considérer, sans être exhaustif :

- 2.1. Les systèmes de combustion fixes (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.1.);
- 2.2. Les systèmes de combustion mobiles (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.2.);
- 2.3. Le transport d'amendement et autres matériaux (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.2.);
- 2.4. L'utilisation d'énergie électrique (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.4.);
- 2.5. L'enfouissement des matières organiques.

Les émissions fugitives de méthane (CH_4) attribuables à la décomposition des matières organiques doivent être comptabilisées aux fins de bilan GES du projet. La production de CH_4 d'un lieu d'enfouissement dépend de plusieurs variables, dont notamment la composition de la matière organique enfouie ainsi que la température et l'humidité introduite dans le lieu par les précipitations.

Les émissions atmosphériques de CH_4 vont par la suite dépendre de l'efficacité du système de captage et de destruction du biogaz, si applicable, ainsi que du taux d'oxydation des émissions par le recouvrement des cellules d'enfouissement, le cas échéant.

Pour l'agrandissement d'un lieu d'enfouissement, les émissions de méthane en cours ou à venir incluent celles associées aux matières enfouies pour les zones déjà autorisées. Par conséquent,

l'initiateur du projet doit présenter l'ensemble des émissions de méthane du site en précisant la part associée aux matières qui seront enfouies dans la zone à autoriser.

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

$$E_{CH_4Enf} = [CH_4génééré_T - R_T] \times (1 - OX_T)$$

Où,

E_{CH_4Enf} = Émissions de CH₄ dans l'année T, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

T = année;

CH₄ généré_T = CH₄ généré à partir de la matière décomposable x durant l'année T, en tonnes de CH₄ par année (le calcul permettant l'établissement de cette valeur est décrit dans les équations suivantes);

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

OX_T = Facteur d'oxydation de l'année T, fraction.

Le calcul du CH₄ généré_T repose sur la quantité de carbone organique dégradable et décomposable (CODDm) des matières résiduelles enfouies. Le CODDm est la portion de carbone organique qui se dégradera sous les conditions anaérobies du site d'enfouissement.

$$CODDm = M \times COD \times COD_f \times MCF$$

Où :

CODDm = masse de COD décomposable enfoui, en tonnes;

M = masse de matières résiduelles enfouies, en tonnes;

COD = carbone organique dégradable dans l'année d'enfouissement, fraction, tonnes de carbone par tonne de matières résiduelles;

COD_f = fraction de COD susceptible de se décomposer, fraction;

MCF = coefficient de correction du CH₄ pour la décomposition anaérobie de l'année d'enfouissement, fraction.

La base du calcul des émissions de CH₄ 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 CH₄ et CO₂. Les équations suivantes permettent de calculer, pour une année donnée, le carbone organique dégradable et décomposable accumulé et décomposé.

$$CODDma_T = CODDmd_T + (CODDma_{T-1} \times e^{-k})$$

$$CODDm\ decomp_T = CODDma_{T-1} \times (1 - e^{-k})$$

Où :

T = année

CODDma_T = CODDm accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année T, en tonnes;

CODDma_{T-1} = CODDm accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année (T-1), en tonnes;

$CODDm_{d_T}$ = CODDm déposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T, en tonnes;

$CODDm_{decomp_T}$ = CODDm décomposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T, en tonnes;

k = constante de réaction, $k = \ln(2)/t_{1/2}$;

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

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

$$CH_4 \text{ généré}_T = CODDm_{decomp_T} \times F \times 16/12$$

Où :

$CH_4 \text{ généré}_T$ = quantité de CH₄ générée à partir de la matière décomposable durant l'année T, exprimée en tonnes de CH₄;

$CODDm_{decomp_T}$ = CODDm 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;

$16/12$ = rapport moléculaire pondéral CH₄/C.

Le tableau suivant présente les paramètres et facteurs à utiliser avec les équations ci-dessus pour les émissions de CH₄ de l'enfouissement des matières résiduelles. Les valeurs proviennent principalement du Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2016 d'Environnement et Changement Climatique Canada: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada et du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. Les valeurs de k et COD sont celles associées au Québec dans le RIN 1990-2016. L'utilisation de toutes autres valeurs que celles présentées doit être justifiée. Le CH₄ récupéré durant l'année T (R_T) doit être déterminé et justifié en fonction du système de captage et destruction ou valorisation du biogaz et du lieu d'enfouissement (ex. : torchère).

Paramètres et facteurs pour les émissions de CH ₄ de l'enfouissement des matières résiduelles						
Paramètres et facteurs	Période				Unités	Références
	1941-1975	1976-1989	1990-2007	2008-présent		
k	0,053	0,057	0,059	0,056	Année ⁻¹	RIN 1990-2016. Tableau A3-67
COD	0,39	0,21	0,20	0,21	Fraction	RIN 1990-2016. Tableau A3-66
OX_T	0 ou 0,1				Fraction	SPEDE
R_T	À déterminer				Tonnes CH ₄	En fonction du lieu
DOC_f	0,5				Fraction	RIN 1990-2016. Sect. A3.6.1.2.2
MCF	1				Fraction	RIN 1990-2016. Sect. A3.6.1.2.2
F	0,5				Fraction	RIN 1990-2016. Sect. A3.6.1.2.2
16/12	16/12				Ratio	

Il est à noter que le promoteur peut, également, utiliser le modèle Landfill Gas Emissions Generation Model (Landgem) de l'US Environmental Protection Agency pour calculer les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles.

Les émissions de CO₂ provenant de la biomasse sont nommées émissions biogéniques et ce sont des émissions associées au cycle naturel du carbone, à la décomposition et/ou combustion des matières organiques en présence d'oxygène. Les émissions du cycle naturel du carbone sont considérées carboneutres.

2.6. Consommation énergétique lors de l'épuration du biogaz (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.1 et 1.2.);

2.7. Destruction du biogaz.

Lorsque pour des raisons de sécurité ou autres, il est nécessaire d'envoyer une fraction du biogaz à la torchère, les émissions de CH₄ relatives à cette opération peuvent être estimées à partir de l'équation suivante qui tient compte de la quantité de CH₄ envoyée à la torchère et du facteur d'efficacité de destruction de CH₄ dans la torchère (ED).

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

Où :

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

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

ED = Efficacité de destruction du biogaz.

Le tableau suivant présente le facteur ED pour les différents dispositifs de destruction du biogaz.

Efficacité de destruction du biogaz	
Système de destruction ou de valorisation du biogaz	Facteur d'efficacité
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 distribution de gaz naturel*	0,98
Utilisation hors site du gaz en vertu d'un accord d'utilisation directe	Selon le facteur de destruction correspondant

* Le facteur inclut les pertes dans le réseau et les fuites à l'utilisateur final.

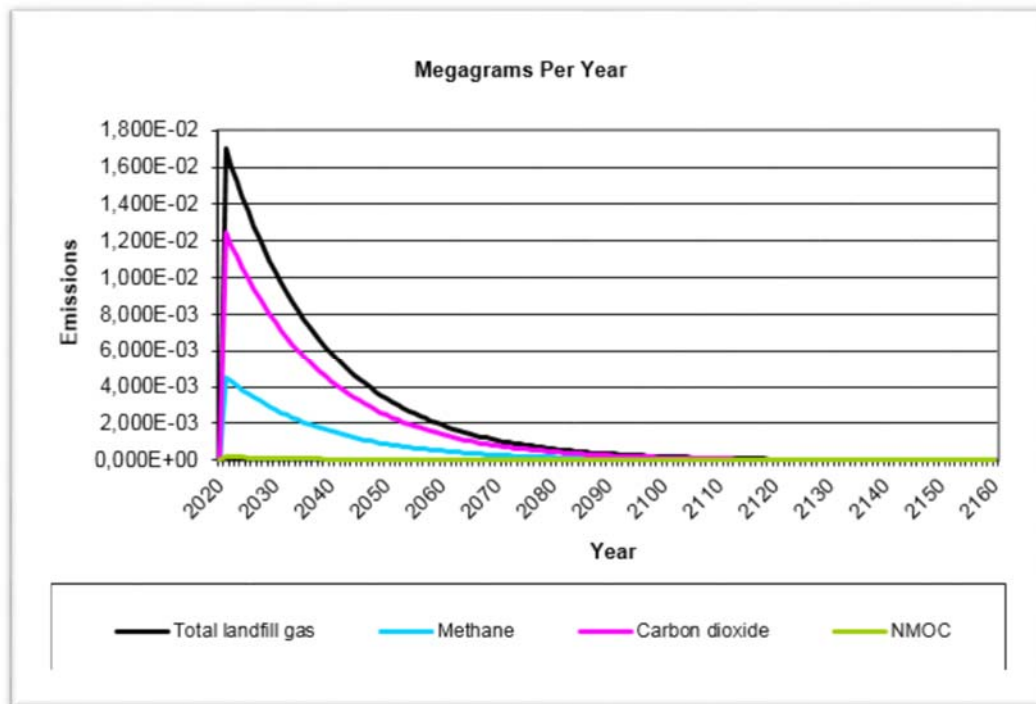
Source : Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE), protocole 2, lieux d'enfouissement-destruction ou traitement du CH₄, tableau 1.

3. **En phase de fermeture et postfermeture**, les sources d'émission à considérer, sans être exhaustif, sont :

- 3.1. Les systèmes de combustion fixes (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.1.);
- 3.2. Le transport de matériaux pour le recouvrement final (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 1.2.);
- 3.3. Les émissions fugitives postfermetures (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée aux sections 2.5. et 2.6).

Le méthane, un gaz à effet de serre qui contribue 25 fois plus que le CO₂ au réchauffement climatique, continue à être produit plusieurs dizaines d'années après la fermeture d'un site d'enfouissement, comme l'indique la figure 1 qui présente à travers les années, les émissions de CH₄ et de CO₂ associées à l'enfouissement d'une tonne de matières résiduelles en 2020. En d'autres mots, un site qui fermerait en 2020 émettrait encore du méthane au-delà de 2080.

Figure 1. Émissions associées à l'enfouissement d'une tonne de matières résiduelles



Source : LandGEM - Landfill Gas Emissions Model, Version 3.02; U.S. Environmental Protection Agency

Il importe donc que ces émissions soient calculées. Pour ce faire, la méthodologie utilisée par le promoteur pour déterminer le temps pour le calcul des émissions postfermeture doit être clairement décrite et la somme des émissions fugitives doit représenter au moins 99 % des émissions totales émises par les matières organiques enfouies. Le temps de calcul ne peut être inférieur à la durée de suivi nécessaire au promoteur pour se conformer au Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles.

S'il n'est pas possible au promoteur de déterminer a priori le temps d'émissions postfermeture permettant d'atteindre la valeur de 99 %, le calcul des émissions de cette source devra être effectué en considérant une durée minimale de 75 ans après la fermeture du site.

- 3.4. Les émissions de destruction du biogaz durant toute la durée d'utilisation de la torchère (émissions calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section 2.7).

L'atténuation des impacts

Vu l'importance d'agir quant aux changements climatiques, un plan de réduction des émissions de GES devrait être mis en place dès la conception du projet et présenter des actions pour la durée du projet visant à réduire les émissions GES du projet. Penser à réduire l'empreinte carbone du projet dès le stade de la conception est d'autant plus important que le projet a pour objectif de durer plusieurs décennies.

Ainsi, les actions, les ouvrages, les dispositifs ou les mesures appropriées prévues pour réduire les émissions de GES doivent être présentés dans l'étude d'impact. Ils doivent viser prioritairement les sources d'émission les plus importantes identifiées lors de la quantification. Elles peuvent intégrer, à titre d'exemple :

- Des équipements ou des technologies qui permettent de réduire la consommation énergétique ou recourir à des énergies renouvelables à faible émission de GES (exemple : Remplacer des équipements à combustion par des équipements électriques lors de la construction, utiliser le pouvoir énergétique du biogaz produit comme une source alternative d'énergie);
- Une optimisation des flux de matières, de personnes, de marchandises en vue de diminuer les émissions de GES qui y sont liées;
- Un engagement à des objectifs de réduction volontaires de GES.

Les plans d'atténuation des GES peuvent ne pas être obligatoires pour tous les projets, en particulier ceux qui ont des sources d'émission de GES limitées, cependant, l'expérience prouve que la mise en œuvre d'un plan d'action de réduction de GES est un excellent levier interne de communication pour la mobilisation des intervenants impliqués dans le projet autour des objectifs de développement durable partagés par tous. Ce plan d'action pourrait faire partie d'un système de management des GES, ou s'intégrer dans un système de management préexistant, qu'il soit de l'environnement (ex. : ISO 14001), de la qualité (ex. : ISO 9001) ou de l'énergie (ex. : ISO 50001).

Ce plan d'action de réduction de GES peut aider l'organisation à :

- Réduire les coûts d'exploitation;
- Innover et se différencier;
- Améliorer son image;
- Anticiper les nouvelles contraintes;
- Se préparer à l'évolution des prix de l'énergie;
- Motiver son équipe;
- Agir pour la planète et le climat;
- Développer de nouveaux partenariats d'affaires.

Le plan doit décrire comment les possibilités de réduction des émissions de GES sont incorporées dans la conception ou dans les opérations subséquentes, et ce, durant toute la durée du projet. Ce plan peut inclure aussi des mesures applicables aux puits de carbone associés ou affectés par le projet.

Dans le cadre de la réalisation du plan d'action, il est important d'identifier correctement les actions pouvant être mises en place. Une fois qu'une liste plus ou moins large d'actions a été élaborée, il faudra sélectionner les actions les plus porteuses en termes de réduction de GES et/ou de création de valeur pour l'organisation. Ainsi, il est important d'avoir des actions à haut potentiel de réduction de GES sans pour autant négliger celles à plus faible potentiel, mais ayant un fort pouvoir de mobilisation auprès des équipes. De plus, le plan d'atténuation devrait inclure la façon dont les émissions de GES seront surveillées (Plan de surveillance) et les réductions seront suivies (Programme de suivi).

Note sur la gestion du biogaz :

Pour tout projet d'enfouissement des matières résiduelles soumis à l'obtention d'une autorisation gouvernementale, 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 de l'envoyer vers une installation de valorisation ou de destruction. Le MDDELCC encourage la valorisation du biogaz en remplacement des combustibles fossiles. Dans le cas où un initiateur prévoit valoriser le biogaz au lieu d'un simple brûlage à la torchère, ce dernier peut quantifier les réductions des émissions de GES que son projet engendrerait. Ce type de calcul concerne les émissions indirectes du projet de type 3.

Le programme de surveillance et de suivi environnementaux

Le programme de surveillance et de suivi environnementaux est couvert par la Directive générale sur l'évaluation environnementale. Si des enjeux en matière d'émission de GES sont détectés à une ou plusieurs phases du projet (soit construction, exploitation, fermeture ou postfermeture), l'initiateur devra intégrer un protocole de suivi pour ces enjeux. S'il doit être réalisé, de façon générale, ce programme devra permettre de suivre l'évolution des émissions de GES attribuables au projet pour les phases comportant des enjeux. Il devra aussi permettre d'évaluer l'efficacité des mesures de réduction et indiquer les démarches qui seront effectuées pour identifier et intégrer les opportunités permettant des réductions des émissions de GES additionnelles.