

Méthode du Modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles

Juin 2024



N° de cat. : En4-418/1-2024F-PDF
ISBN : 978-0-660-71927-6
EC24065

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu de cette publication, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'administrateur du droit d'auteur d'Environnement et Changement climatique Canada. Si vous souhaitez obtenir du gouvernement du Canada les droits de reproduction du contenu à des fins commerciales, veuillez demander l'affranchissement du droit d'auteur de la Couronne en communiquant avec :

Environnement et Changement climatique Canada
Centre de renseignements à la population
Édifice Place Vincent Massey
351 boul. Saint-Joseph
Gatineau (Québec) K1A 0H3
Ligne sans frais : 1-800-668-6767
Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représenté par
le ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2024

Also available in English

Préface

Le *Modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles* du gouvernement du Canada est un outil qui permet aux utilisateurs de calculer l'intensité en carbone (IC) du cycle de vie des combustibles produits et utilisés au Canada. Le *Modèle d'ACV des combustibles* utilise une approche cycle de vie, qui tient compte des émissions de gaz à effet de serre (GES) associées aux multiples étapes de production du combustible, de la production des charges d'alimentation jusqu'à sa combustion.

L'objectif du présent document intitulé *Méthode du Modèle d'ACV des combustibles* est d'expliquer la méthode utilisée pour l'élaboration du *Modèle d'ACV des combustibles*. Ce document décrit les hypothèses générales, les sources de données et les méthodes de calcul associées au développement du *Modèle d'ACV des combustibles*.

Tout au long du développement du *Modèle d'ACV des combustibles*, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a procédé à un examen approfondi de l'assurance et du contrôle de la qualité (AQ/CQ). L'AQ/CQ comprenait un examen des méthodologies, des procédures de calcul, des données incluses et des sources documentaires utilisées pour générer une IC pour divers combustibles fossiles et combustibles à faible intensité en carbone (CFIC).

En 2020, une version provisoire du document *Méthode du Modèle d'ACV des combustibles* et de la *Base de données du Modèle d'ACV des combustibles* ont fait l'objet d'une revue critique réalisée par un groupe d'experts indépendant œuvrant dans le domaine de l'ACV.

En décembre 2020, une version provisoire de la *Méthode du Modèle d'ACV des combustibles* a été publiée pour une période de consultation de 75 jours. ECCC a également testé une version bêta de la Base de données du Modèle avec des intervenants externes pour évaluer les fonctionnalités d'utilisation et recevoir des commentaires.

Les résultats de la revue critique, de l'AQ/CQ et les commentaires des intervenants ont été considérés dans l'élaboration du *Modèle d'ACV des combustibles*.

Depuis la publication de la version de janvier 2023 du *Modèle d'ACV des combustibles*, les mises à jour proposées au Modèle ont été prépubliées afin d'accroître la transparence et permettre aux parties prenantes de soumettre des commentaires. Les commentaires soumis ont été considérés dans l'élaboration du *Modèle d'ACV des combustibles* de juin 2024.

Les activités de développement continu et de maintenance sont priorisées selon la rétroaction du comité consultatif technique des intervenants (CCTI) les commentaires des intervenants et des autres ministères gouvernementaux ainsi que les enjeux identifiés par ECCC.

Table des matières

Préface	i
Définitions	1
Acronymes	3
Chapitre 1 : Introduction et principes généraux.....	4
1.1 Présentation du Modèle d'ACV des combustibles.....	4
1.2 Objectif de la Méthode du Modèle d'ACV des combustibles	4
1.3 Normes connexes.....	5
1.4 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de gaz à effet de serre pour les filières de production des CFIC	5
1.4.1 Description du concept général de l'ACV	5
1.4.2 Principes et pertinence.....	6
1.4.3 Concepts de modélisation en ACV et définitions	7
Chapitre 2 : Définition de l'objectif et du champ de l'étude du <i>Modèle d'ACV des combustibles</i>	7
2.1 Objectif.....	7
2.2 Champ de l'étude	8
2.2.1 Unité fonctionnelle.....	8
2.2.2 Bibliothèque de données des processus agrégés	8
2.2.3 Filières de combustible et processus modifiables	9
2.2.4 Portée géographique.....	10
2.3 Frontières du système.....	11
2.3.1 Procédés exclus	11
2.3.2 Critère de coupure	12
2.4 Acquisition et qualité des données.....	13
2.4.1 Collecte de données pour les processus agrégés de la Bibliothèque de données.....	13
2.5 Incertitude relative aux données	15
2.6 Affectation des coproduits.....	16
2.6.1 Affectation énergétique	16
2.6.2 Affectation massique.....	17
2.6.3 Expansion des frontières du système	17
2.6.4 Approche « cut-off ».....	17
2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et changement d'affectation des terres.....	17
2.8 Méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie	18
2.9 Limites du Modèle d'ACV des combustibles.....	20
Chapitre 3 : Bibliothèque de données du <i>Modèle d'ACV des combustibles</i>	20

3.1 Intrants chimiques	20
3.1.1 Produits chimiques	20
3.1.2 Produits agrochimiques	23
3.1.3 Hydrogène	24
3.1.4 Mélanges chimiques prédéfinis	27
3.2 Facteurs d'émissions de combustion	30
3.3 Électricité	32
3.3.1 Portée de la modélisation de l'électricité	32
3.3.2 Approche de modélisation pour l'électricité du réseau	32
3.3.3 Approche de modélisation de l'électricité excédentaire	39
3.3.4 Approche de modélisation pour les technologies de production d'électricité	40
3.4 Autres sources d'énergie	42
3.4.1 Vapeur achetée	42
3.4.2 Combustion de déchets non biogéniques	42
3.4.3 Combustion de gaz combustible	42
3.5 Charges d'alimentation	42
3.5.1 Production de graisses animales	43
3.5.2 Cultures agricoles au Canada	44
3.5.3 Résidus de cultures agricoles	57
3.5.4 Autres déchets	58
3.5.5 Production de fibres ligneuses au Canada	59
3.5.6 Huile de cuisson usée (HCU) et graisse jaune	63
3.6 Combustibles fossiles	64
3.6.1 Portée de la modélisation des combustibles fossiles	64
3.6.2 Approche de modélisation des combustibles fossiles gazeux	65
3.6.3 Approche de modélisation des combustibles fossiles liquides et solides	70
3.6.4 Facteurs d'émission de la combustion	74
3.7 Combustibles renouvelables	74
3.7.1 Combustibles renouvelables brûlés	74
3.8 Transport	78
3.8.1 Transport général	78
3.8.2 Transport d'hydrogène	81
3.8.3 Transport de gaz naturel	83
3.8.4 Transport de propane	85
3.8.5 Scénarios de transport prédéfinis	87
Chapitre 4 : Filières de combustible	91

4.1 Structure des filières de combustible	91
4.2 Processus modifiables.....	92
4.2.1 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisses animales	93
4.2.2 Approche de modélisation pour des processus modifiables de CSC	93
4.2.3 Approche de modélisation pour le processus modifiables d’huile de maïs	93
4.2.4 Approche de modélisation pour les processus modifiables de réseaux électriques	95
4.2.5 Approche de modélisation des processus modifiables d’huile des oléagineux.....	95
4.2.6 Approche de modélisation pour le processus modifiable de l’oxygène	98
4.2.7 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisse jaune	99
Annexe A : Paramètres supplémentaires pour des conversions d’unités	100

Liste des figures

Figure 1: Les quatre phases d’une étude d’ACV adapté de la norme ISO 14040.	6
Figure 2: Représentation schématique du développement de la Bibliothèque de données du Modèle	9
Figure 3: Les cinq étapes du cycle de vie d’un CFIC dans le Modèle	11
Figure 4 : Vue d’ensemble de la production d’hydrogène par VFM.....	25
Figure 5: Vue d’ensemble de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales.....	43
Figure 6 : Vue d’ensemble de la culture des charges d’alimentation agricoles, qui représente l’étape du cycle de vie de la production des charges d’alimentation.....	45
Figure 7 : Les UR au Canada.....	47
Figure 8 : Vue d’ensemble du processus de collecte des résidus de culture	57
Figure 9 : Aperçu du procédé de récolte et de production des charges d’alimentation à partir des fibres ligneuses	60
Figure 10 : Étapes du cycle de vie pour les combustibles gazeux fossiles dans le Modèle	66
Figure 11 : Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides incluses dans le Modèle.....	71
Figure 12 : Étapes du cycle de vie des combustibles renouvelables issus de fibres ligneuses incluses dans le Modèle	75
Figure 13 : Vue d’ensemble de la combustion des granules de résidus agricoles.....	77
Figure 14: En haut: les cinq principales étapes du cycle de vie. En bas : la structure générale des filières de production dans la Base de données du Modèle.	91
Figure 15: En haut : Les six étapes du cycle de vie des CASEV. En bas : structure d’une filière de production dédiée aux CASEV dans la base de données du Modèle.....	92
Figure 16 : Vue d’ensemble de la production d’huile de maïs au Canada et aux États-Unis	94
Figure 17 : Principales étapes de traitement intervenant dans l’extraction d’huile végétale à partir de graines oléagineuses.....	96

Liste des tableaux

Tableau 1. Sélection des facteurs de caractérisation servant au calcul des IC en utilisant le PRP100 du AR5 et du AR6 du GIEC.....	19
Tableau 2 : Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs, par région	33
Tableau 3: Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs par État.....	36
Tableau 4 : Portée géographique pour l'orge, le maïs, le blé (dur et non dur) et les pois des champs inclus dans le Modèle	47
Tableau 5 : Paramètres et sources de données dans geoFootprint.....	53
Tableau 6 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le Modèle pour les combustibles renouvelables brûlés.....	75
Tableau 7 : Teneur en eau et PCS (MJ/kg) des combustibles renouvelables solides	75
Tableau 8: Portée géographique des graines oléagineuses de caméline, de canola et de soja utilisées pour modéliser les processus modifiables d'huile provenant de graines oléagineuses	95
Tableau 9: Valeurs de conversion de charges d'alimentation supplémentaires.....	100
Tableau 10 : Paramètres supplémentaires pour des CFIC. Pour des CFIC gazeux, la PCS et la densité sont fournis à un volume à conditions standards.....	101
Tableau 11: Paramètres supplémentaires pour les coproduits de CFIC	103
Tableau 12: Paramètres supplémentaires d'intrants de matière	104
Tableau 13 : Paramètres supplémentaires pour les autres combustibles	104

Définitions

Affectation : Imputation des flux entrant ou sortant d'un processus ou d'un système de produits entre le système de produits étudié et un ou plusieurs autres systèmes de produits (ISO 14040).

Analyse de Monte-Carlo : Technique utilisée en simulation numérique qui sert à générer à répétition des résultats probabilistes pour un modèle et qui, pour chaque simulation, fournit une valeur choisie au hasard pour chaque variable selon la distribution de chacun des paramètres d'entrée.

Analyse du cycle de vie (ACV) : Compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produits au cours de son cycle de vie (ISO 14040).

Biocombustible : Tout combustible liquide, gazeux ou solide produit à partir de la biomasse.

Biogaz : Mélange gazeux récupéré de la décomposition anaérobie de biomasse et composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone, et qui contient d'autres composants qui le rendent impropre, selon les normes, à l'injection dans le plus proche pipeline de gaz naturel.

Biomasse : Comprend la partie biodégradable des produits issus de l'agriculture, de la sylviculture, de l'élevage, des déchets et des industries connexes. Il s'agit par exemple de résidus et de déchets ligneux, de plantes et de cultures, de sous-produits alimentaires et de la parties biodégradables des déchets municipaux.

Combustibles à faible intensité en carbone (CFIC) : Des combustibles, autres que les combustibles fossiles, qui ont une intensité en carbone inférieure aux combustibles fossiles. Cette définition inclut l'hydrogène.

Charge d'alimentation : Ressource qui est extraite, cultivée, collectée, récoltée et/ou transformée et livrée à l'usine de conversion à partir de laquelle un combustible est produit.

Cycle de vie : Les étapes consécutives et interdépendantes d'un système de produit, par exemple de l'acquisition des charges d'alimentation jusqu'à la combustion du combustible à faible intensité en carbone.

Écosphère : Comprend l'ensemble de l'environnement naturel. Par exemple, l'air, l'eau et les ressources naturelles.

Étape du cycle de vie : Ensemble de processus élémentaires reliés par un réseau de flux qui modélisent une étape principale du cycle de vie d'un combustible. Dans le *Modèle d'ACV des combustibles*, il y a 5 étapes du cycle de vie : la production de la charge d'alimentation, le transport de la charge d'alimentation, la production de combustible, la distribution de combustible et la combustion de combustible.

Équivalent dioxyde de carbone (CO₂e) : Quantité de dioxyde de carbone qui serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement équivalent sur une période donnée.

Évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI) : Phase de l'ACV destinée à comprendre et à évaluer l'ampleur et l'importance des impacts potentiels d'un système de produit sur l'environnement au cours de son cycle de vie. (ISO 14040).

Facteur de caractérisation : Facteur établi à partir d'un modèle de caractérisation qui est utilisé pour convertir les résultats de l'inventaire du cycle de vie en unité commune d'indicateur de catégorie (ISO 14040). Également nommé facteur d'impact.

Filière de production de combustible : Ensemble de processus élémentaires, de paramètres de modélisation et de données de base incluses dans le Modèle d'ACV des combustibles qui permet de déterminer l'intensité en carbone d'un combustible à partir d'une charge d'alimentation particulière.

Flux : Matière ou énergie qui entre ou qui sort d'un processus.

Flux élémentaire : Flux qui est échangé avec l'environnement. Par exemple, les gaz à effet de serre.

Flux intermédiaire : Flux qui est échangé au sein de la technosphère, c'est-à-dire contrôlé par l'humain. Dans le contexte du *Modèle d'ACV des combustibles*, n'importe quel flux qui n'est pas un flux élémentaire.

Intensité en carbone (IC) : Relativement au stock d'un type donné de combustible, quantité de CO₂e rejetée pendant les activités menées au cours du cycle de vie de ce combustible — y compris les émissions liées à l'extraction ou à la culture de la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible, au traitement, au raffinage ou à la valorisation de cette charge d'alimentation pour produire le combustible, au transport et à la distribution de cette charge d'alimentation, des produits intermédiaires ou du combustible, ainsi qu'à la combustion du combustible — par rapport à l'énergie produite lors de sa combustion, exprimée en grammes de CO₂e par mégajoule d'énergie produite.

Inventaire du cycle de vie (ICV) : Phase de l'ACV portant sur la compilation et la quantification des intrants et des extrants d'un produit durant son cycle de vie (ISO 14040).

Processus agrégé : processus comportant l'ICV d'un groupe de processus élémentaires.

Processus élémentaire : plus petite partie pour laquelle les données d'entrée et de sortie sont quantifiées (ISO 14040).

Technosphère : Comprend tous les développements anthropiques. Une fois que les matériaux de l'écosphère sont extraits et contrôlés par l'humain, ils font partie de la technosphère.

Unité fonctionnelle : Performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une analyse du cycle de vie (ISO 14040).

Acronymes

ACV	Analyse du cycle de vie
ACVI	Évaluation de l'impact du cycle de vie
AR5	5 ^e rapport d'évaluation du GIEC
AR6	6 ^e rapport d'évaluation du GIEC
CAFE3	<i>Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité</i>
CFIC	Combustible à faible intensité en carbone
CIRAIG	Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services
COS	Carbone organique du sol
CSC	Captage et stockage du carbone
DDS	Drêches de distillerie sèches
DDSS	Drêches de distillerie avec solubles sèches
DHD	Drêches humides de distillerie
DHDS	Drêches humides de distillerie avec solubles
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
GREET	<i>Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies</i>
HCU	Huile de cuisson usée
IC	Intensité en carbone
ICV	Inventaire du cycle de vie
IEAGHG	International Energy Agency
IQD	Indicateurs de qualité des données
LGN	Liquides de gaz naturel
NETL	National Energy Technology Laboratory
OAIEM	Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines
ONE	Office national de l'énergie
OPGEE	Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PNUE	Programme des nations unies pour l'environnement
PRELIM	Petroleum Refinery Life-Cycle Inventory Model
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
RIN	Rapport d'inventaire national
TRCCD	Table ronde canadienne sur les cultures durables
UR	Unité de rapprochement
VFM	Vaporeformage du méthane

Chapitre 1 : Introduction et principes généraux

1.1 Présentation du Modèle d'ACV des combustibles

Le gouvernement du Canada a développé le *Modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles* (le Modèle) pour calculer l'intensité en carbone (IC) des combustibles produits et utilisés au Canada. Le Modèle contribue à soutenir la mise en œuvre de règlements et de programmes dans le cadre des mesures prises par le Canada pour lutter contre le changement climatique. Le Modèle est robuste, transparent, bilingue et basé sur le contexte canadien. Les utilisateurs du Modèle pourraient inclure l'industrie, le milieu académique, les praticiens d'ACV, les organisations gouvernementales, les organisations non-gouvernementales et d'autres organisations ayant un intérêt dans le secteur de l'énergie.

Le Modèle comprend les trois éléments suivants:

- 1) **la Base de données du Modèle d'ACV des combustibles** : Contient une bibliothèque de jeux de données d'IC et des filières de production de combustible élaborées afin de modéliser l'IC d'un combustible ou d'une source d'énergie en particulier.
- 2) **la Méthode du Modèle d'ACV des combustibles** (ce document) : Décrit la méthodologie, les sources de données et les hypothèses utilisées afin d'élaborer le Modèle. Le document fournit les justifications sous-jacentes à l'approche méthodologique.

le Manuel d'utilisation du modèle d'ACV des combustibles : Fourni des renseignements relatifs aux définitions générales et aux concepts reliés à l'ACV en rapport avec le Modèle. Fourni également des conseils techniques par rapport aux manipulations de base qu'il est nécessaire d'effectuer afin de calculer des valeurs d'IC dans le logiciel openLCA.

1.2 Objectif de la Méthode du Modèle d'ACV des combustibles

L'objectif de ce document est d'expliquer la méthodologie utilisée pour développer le Modèle. Il décrit les hypothèses générales, les sources de données et les méthodes de calcul utilisées dans le développement du Modèle. Il décrit également certains concepts généraux propres au domaine de l'ACV qui ont été utilisés pour développer la base de données.

Le document est divisé selon les chapitres suivants :

- **Chapitre 1 : Introduction et principes généraux** : Présente le Modèle et certains concepts généraux utilisés dans le reste du document.
- **Chapitre 2 : Définition de l'objectif et du champ de l'étude du *Modèle d'ACV des combustibles*** : Fournit la définition des objectifs et du champ de l'étude du Modèle, de même que les hypothèses et les choix de modélisation utilisés pour le développement de la Base de données du Modèle.
- **Chapitre 3 : Bibliothèque de données du *Modèle d'ACV des combustibles*** : Décrit l'approche de modélisation, les hypothèses de modélisation et les sources de données pour chaque catégorie de processus agrégés inclus dans la Bibliothèque de données du Modèle.
- **Chapitre 4 : Filières de combustible** : Décrit la structure des filières de production de combustible et l'approche de modélisation de processus modifiables inclus dans la Base de données.

Ce document est mis à jour à chaque publication officielle du Modèle.

Pour obtenir des instructions sur la procédure pour configurer et utiliser la Base de données du Modèle, veuillez-vous référer au *Manuel d'utilisation du modèle d'ACV des combustibles*.

1.3 Normes connexes

Le Modèle est conçu conformément à la norme *ISO 14040 : Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre* et *ISO 14044 : Gestion de l'environnement — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices*.

ISO 14040 : Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre

La norme ISO 14040 fournit de la terminologie reliée à l'ACV et la structure à suivre lors de la réalisation d'une ACV. La norme ISO 14044 fournit des exigences et des lignes directrices importantes lors de la réalisation d'une ACV et est utilisée en parallèle avec la norme ISO 14040.

ISO 14044 : Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices

1.4 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de gaz à effet de serre pour les filières de production des CFIC

1.4.1 Description du concept général de l'ACV

Les études d'ACV sont réalisées de manière structurée avec certains principes guidant leur élaboration. Comme le décrit la norme ISO 14040, les études d'ACV comportent les quatre phases suivantes: la phase de définition de l'objectif et du champ de l'étude, la phase d'inventaire, la phase d'évaluation de l'impact du cycle de vie et la phase d'interprétation, qui sont décrites ci-dessous.

- **Définition des objectifs et du champ d'étude** : Définit la profondeur et l'ampleur de l'étude d'ACV en fonction des objectifs de l'ACV particulière.
- **Inventaire** : Énumère et quantifie toutes les émissions et extractions vers et depuis l'environnement impliquées dans le cycle de vie du système étudié (par exemple, la masse totale de méthane émise durant le cycle de vie, exprimée en kilogrammes de méthane).
- **Évaluation de l'impact** : Convertit l'inventaire en des résultats d'indicateurs (par exemple, l'empreinte carbone en kilogrammes d'équivalent CO₂).
- **Interprétation** : Résume et discute les résultats pour tirer des conclusions, formuler des recommandations et prendre des décisions conformes à la définition des objectifs et du champ d'étude.

La **Figure 1** décrit les relations entre les quatre phases d'une étude d'ACV. L'ACV est un procédé itératif où les résultats d'une phase peuvent affecter le résultat des phases précédentes et subséquentes. La combinaison des quatre phases du processus d'ACV permet d'obtenir une image plus complète lors de l'évaluation des impacts environnementaux d'un procédé donné.

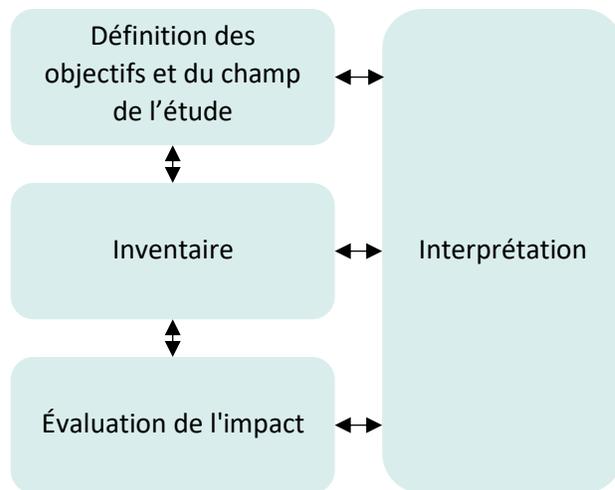


Figure 1: Les quatre phases d'une étude d'ACV adapté de la norme ISO 14040.

1.4.2 Principes et pertinence

Comme le Modèle est conçu conformément à la norme ISO 14040, il repose sur plusieurs des mêmes principes. Certains des principes pertinents au Modèle sont décrits ci-dessous.

Perspective du cycle de vie

Le Modèle et le calcul des IC des CFIC sont basés sur l'approche cycle de vie. Cette approche, qui considère les activités à partir de l'extraction/l'acquisition des matières premières jusqu'à leur utilisation/combustion finale, permet de prendre en compte les impacts sur l'environnement d'un système de produit complet et de cerner les domaines dans lesquels les charges environnementales existent et peuvent être traitées ou évitées.

Accent sur les gaz à effet de serre

Le Modèle ne prend en considération que les gaz à effet de serre (GES). De plus, tel que stipulé dans la norme ISO 14040, l'ACV n'évalue que les impacts environnementaux d'un procédé. Le Modèle ne tient pas compte des facteurs économiques et sociaux lors de la détermination des IC des CFIC.

Transparence

La transparence est une exigence importante de l'ACV en raison de sa nature complexe. Afin d'assurer la transparence, le Modèle inclus une description de la méthodologie, une liste de la documentation utilisée et des procédures de calcul au niveau des processus élémentaires (voir le **Chapitre 1.4.3** pour la définition d'un processus élémentaire). La documentation des jeux de données est conforme aux *Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases* (PNUE, 2011).¹

¹Sonnemann, G., et Vigon, B. (2011). *Global guidance principles for life cycle assessment LCA databases*. Paris : Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE).

1.4.3 Concepts de modélisation en ACV et définitions

Le Modèle s'appuie sur une série de concepts utilisés en ACV pour organiser l'information. Les concepts suivants sont mentionnés dans la documentation du Modèle :

- **Processus élémentaire** : La plus petite activité divisible d'un cycle de vie. Elle transforme des quantités d'intrants en quantités d'extrants. Elle peut utiliser des paramètres de modélisation et des données d'arrière-plan.
- **Flux** : Quantité de matière ou d'énergie entrant (intrant) ou sortant (extrant) d'un processus élémentaire. « Flux élémentaires » fait référence aux échanges entre un processus élémentaire et l'environnement (i.e. des extractions et des émissions) tandis que « flux intermédiaires » fait référence aux échanges entre processus élémentaires (e.g., électricité).
- **Étape du cycle de vie** : Partie spécifique d'un cycle de vie (par exemple, production de la charge d'alimentation). Les étapes du cycle de vie sont modélisées par un ensemble de processus élémentaires.
- **Filière de combustible** : Ensemble de processus élémentaires, de paramètres de modélisation et de données d'arrière-plan représentant le cycle de vie d'un combustible à partir d'une charge d'alimentation donnée. Dans le vocabulaire générique de l'ACV, une filière de combustible est appelée un système de produit.
- **Processus agrégé** : Processus qui contient l'ICV d'un groupe de processus élémentaires.

Le chapitre 6 du *Manuel d'utilisation du Modèle d'ACV des combustibles* fournit des informations détaillées sur les concepts de l'ACV et leurs définitions. Le document définit également les concepts qui font partie du chapitre suivant de la *Méthode du Modèle d'ACV des combustibles*, tels que l'unité fonctionnelle, les règles d'affectation et la méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI).

Chapitre 2 : Définition de l'objectif et du champ de l'étude du *Modèle d'ACV des combustibles*

Ce chapitre présente l'objectif et le champ d'étude du Modèle, ainsi que la méthodologie qui est commune à tous les processus inclus dans la base de données. Ceci inclut les méthodes de collecte des données, les indicateurs de qualité des données, les méthodes d'ICV et les limites de la méthodologie de l'ACV.

2.1 Objectif

L'objectif du Modèle est de permettre le calcul de l'IC des combustibles et des sources d'énergie utilisés et produits au Canada. Le Modèle fourni aux utilisateurs trois composantes pour calculer les IC : la *Base de données du modèle d'ACV des combustibles*, la *Méthode du modèle d'ACV des combustibles* et le *Manuel d'utilisation du modèle d'ACV des combustibles*.

La *Base de données du Modèle d'ACV des combustibles* est composée d'une bibliothèque de données de processus agrégés avec des valeurs de base d'IC pour les filières de combustibles ainsi que pour les processus élémentaires modifiables (processus modifiables). Bien que les processus de la Bibliothèque de données ont été développés pour modéliser le cycle de vie de combustibles produits au Canada, le Modèle contient également des processus qui modélisent des activités qui ont lieu à l'extérieur du Canada et qui sont nécessaires pour modéliser des combustibles et des sources d'énergie produits et

utilisés au Canada. Les filières de combustibles sont des processus élémentaires vides qui permettent aux utilisateurs de modéliser le cycle de vie de systèmes spécifiques dans le contexte canadien, et les processus modifiables sont des processus élémentaires partiellement complétés qui supportent les filières de combustible.

Le Modèle a été développé en conformité avec les exigences des normes ISO 14040 et ISO 14044. Tel qu'indiqué par la norme ISO 14040, les résultats de l'IC calculés par le Modèle sont basés sur une approche relative, ce qui signifie qu'ils représentent des émissions GES potentielles et non des émissions GES actuelles. Par conséquent, les résultats du Modèle ne doivent pas être utilisés pour faire des affirmations comparatives directes concernant des IC ou des impacts environnementaux en dehors de la portée d'un programme particulier ou sans respecter les exigences des normes ISO 14040 et ISO 14044. Les programmes qui permettent ou exigent l'utilisation du Modèle pourraient avoir de la documentation spécifique à propos de comment utiliser le Modèle en vertu du programme.

2.2 Champ de l'étude

2.2.1 Unité fonctionnelle

Une **unité fonctionnelle** est définie comme la performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une ACV. Cela facilite la détermination des flux de référence pour les systèmes étudiés. Il y a deux unités fonctionnelles pour les filières de combustible dans le Modèle. La première est de 1 MJ de contenu énergétique basé sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) livré à l'utilisateur final pour son contenu énergétique. L'unité fonctionnelle de 1 MJ du combustible final exclut le contenu énergétique des dénaturants d'origine fossile qui sont ajoutés aux combustibles. La seconde est de 1 kg de combustible pur chez le producteur.

Les IC sont exprimées en grammes d'équivalents de dioxyde de carbone (g CO_{2e}) par unité fonctionnelle produite. Pour l'unité fonctionnelle sur une base énergétique, le Modèle ne tient pas compte de l'efficacité de l'appareil de combustion. Ainsi, un seul facteur d'émission de combustion par combustible est appliqué pour calculer l'IC.

2.2.2 Bibliothèque de données des processus agrégés

La *Base de données du modèle d'ACV des combustibles* comprend une bibliothèque de données qui contient plusieurs centaines de processus agrégés qui peuvent être utilisés lors de la modélisation des IC. Ces processus agrégés ont été produits à partir de l'inventaire du cycle de vie (ICV) des multiples processus élémentaires qui ont été créés dans le cadre du développement du Modèle. Les processus agrégés permettent l'agrégation et la simplification de multiples processus élémentaires et augmentent l'accessibilité du Modèle. Une représentation du développement de la Bibliothèque de données est montrée à la **Figure 2**.

Développement de la *Bibliothèque de données du Modèle ACV des combustibles*

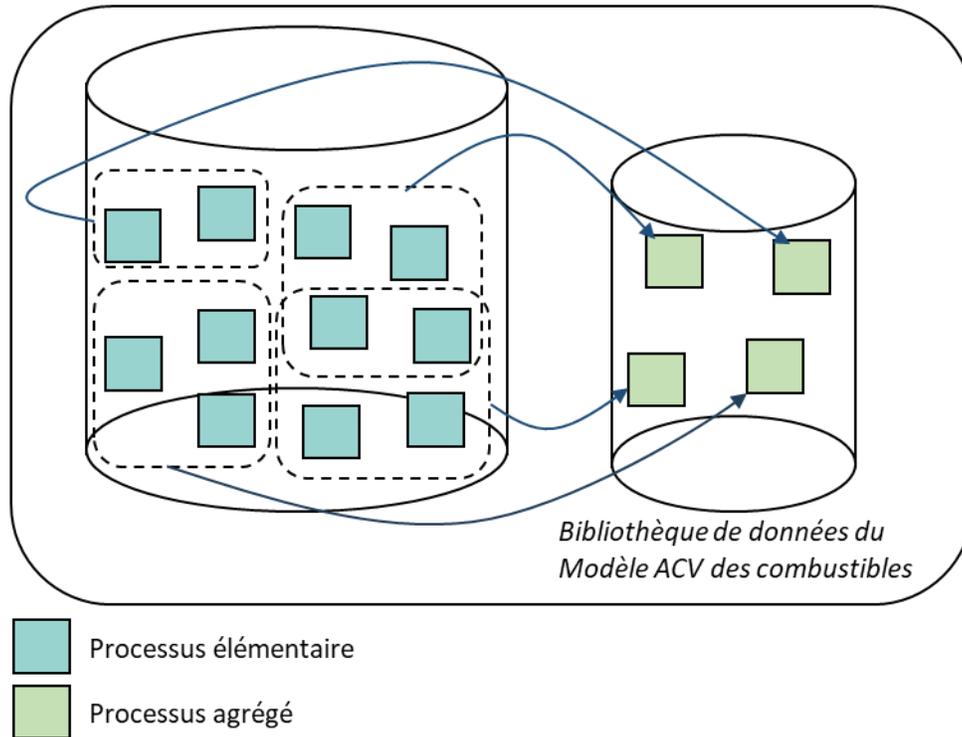


Figure 2: Représentation schématique du développement de la *Bibliothèque de données du Modèle*

2.2.3 Filières de combustible et processus modifiables

Le Modèle contient des processus élémentaires qui sont structurés pour modéliser diverses filières de CFIC. Ces filières permettent aux utilisateurs d'entrer des données et, à l'aide des processus agrégés de la Bibliothèque de données, de générer une IC adaptée à leurs besoins de modélisation.

Le Modèle contient également des processus modifiables qui modélisent certaines activités. Ces processus élémentaires sont modélisés partiellement et permettent à l'utilisateur de remplacer certains flux avec d'autres flux représentant sa situation.

2.2.4 Portée géographique

Le Modèle a été élaboré pour modéliser le contexte canadien. Toutefois, il contient également certains processus internationaux liés aux charges d'alimentation et à l'électricité afin de mieux représenter le système de production de combustible complexe au Canada. Les choix de modélisations et la documentation de données pour chaque type de processus international sont indiqués dans les sections particulières de ce document. Les processus internationaux inclus dans la Bibliothèque de données sont présentés ci-dessous.

Charge d'alimentation

- Canne à sucre pour le Brazil: chapitre 3.5.2

Réseau électrique

- États américains: chapitre 3.3.2
- Moyenne nationale mexicaine: chapitre 3.3.2
- Moyenne nationale brésilienne: chapitre 3.3.2
- Moyenne national argentine: chapitre 3.3.2

De plus, certains des processus canadiens ont été développés de telle sorte qu'ils peuvent être utilisés comme variables de substitution pour des processus similaires dans d'autres régions. Par exemple, la production de gaz naturel a été modélisé en utilisant des données canadienne et le sorgho a été modélisé en utilisant des données américaines, mais les deux processus peuvent être utilisés peu importe l'emplacement géographique. Les processus agrégés qui sont applicables au-delà du contexte canadien sont identifiés comme tels dans la Bibliothèque de données et sont énumérés ci-dessous, ainsi que le chapitre qui contient leur documentation.

- Intrants chimiques: chapitre 3.1
- Facteurs d'émission de combustion: chapitre 3.2
- Électricité spécifique à une technologie: chapitre 3.3.2
- Autres sources d'énergie: chapitre 3.4
- Cultures (à l'exception de canne à sucre): chapitre 3.5.2
- Résidus: chapitre 3.5.3
- Autres déchets: Chapitre 3.5.4
- Combustibles fossiles: chapitre 3.6
- Combustibles renouvelables: chapitre 3.7
- Transport: chapitre 3.8

2.3 Frontières du système

Les frontières du système sont établies en ACV afin d'inclure les étapes importantes du cycle de vie, les processus élémentaires et les flux élémentaires dans l'analyse. Les frontières générales du système pour le Modèle sont définies par les cinq principales étapes du cycle de vie présentées à la **Figure 3**.

Les frontières du système de chaque étape du cycle de vie comprennent les émissions de GES du cycle de vie associées à l'utilisation des charges d'alimentations, des intrants d'électricité (à la fois le réseau et la production sur site), des intrants de combustibles, des intrants de matière (ex. : les produits chimiques), des processus de transport, des émissions de procédés (ex. : la mise à l'air et le torchage) et d'autres émissions directes. Les procédés exclus et les critères de coupure sont présentés dans les sous-sections suivantes.

Production des charges d'alimentation: acquisition des ressources (e.g., extraction de gaz naturel, ou culture de graines de soya, etc.) et transformation des ressources (e.g., traitement du gaz naturel, ou extraction de l'huile de soya à partir des graines, etc.) en des substances prêtes pour le transport vers l'usine de production du combustible.

Transport des charges d'alimentation: transport des charges d'alimentation depuis leur dernière activité de transformation jusqu'au producteur du combustible.

Production du combustible: (ou conversion du combustible) conversion des charges d'alimentation en combustible, y compris les éventuels prétraitements des charges d'alimentation et le traitement post-production du combustible.

Distribution du combustible: stockage et manutention du combustible, transport du produit fini vers le stockage et l'utilisateur final.

Combustion du combustible: combustion du produit final par l'utilisateur final.

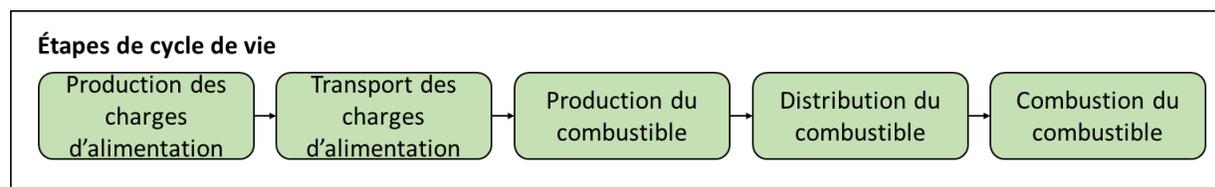


Figure 3: Les cinq étapes du cycle de vie d'un CFIC dans le Modèle

2.3.1 Procédés exclus

Dans l'ICV du Modèle, la priorité est donnée aux intrants énergétiques et aux intrants de matière qui font partie du cycle de vie d'un combustible, y compris les émissions associées à la production et à l'utilisation de ses intrants. Parmi ces intrants et ces émissions, seuls les contributeurs significatifs à l'IC du combustible sont pris en compte.

Les procédés suivants sont exclus de la Base de données du Modèle soit à cause de leurs contributions négligeables ou de leurs limitations tel qu'un manque de données ou de méthodes, ou à cause d'une incertitude élevée.

- La construction et la mise hors de service de l'équipement et des installations
- La fabrication d'infrastructures de transport des combustibles (c'est-à-dire gazoducs, camions, navires, routes)
- La fabrication d'infrastructures de combustion de combustible (c'est-à-dire véhicules chaudières)
- Les centres de gestion des déchets solides et de traitement des eaux usées
- Les activités de recherche et de développement
- Les activités indirectes liées à la production de combustible, comme la commercialisation, la comptabilité, les déplacements domicile-travail et les activités juridiques
- Le changement indirect d'affectation des terres

Ces exclusions ont été appliquées de manière cohérente dans l'ensemble du modèle, ce qui limite le risque de biais et d'incohérence entre les différentes filières.

2.3.2 Critère de coupure

Tandis que les procédés exclus représentent des activités explicites qui sont hors de la portée du Modèle, les critères de coupure sont appliqués en ACV à la sélection des procédés ou des flux qui sont inclus dans l'étude. Les procédés ou flux qui se trouvent sous un certain seuil peuvent être exclus du Modèle. Différents types de critères sont utilisés en ACV pour décider quels intrants et extrants doivent être pris en compte dans l'ACV, dont la masse, l'énergie et la portée environnementale. Les définitions des critères de coupure mentionnées dans la norme ISO 14044 comprennent:

- Masse : inclusion de tous les intrants qui, cumulativement, participent davantage qu'un pourcentage défini des intrants de matière du système de produits
- Énergie : inclusion de tous les intrants qui, cumulativement, participent davantage qu'un pourcentage défini des intrants énergétiques du système de produits
- Portée environnementale : inclusion d'intrants spécialement sélectionnés en raison de leur pertinence environnementale, bien qu'ils puissent être inférieurs à d'autres critères de coupure (par exemple, la masse)

Tel qu'indiqué dans la norme ISO 14044, l'identification initiale des intrants et des extrants sur la base de la seule contribution de masse peut entraîner l'omission d'intrants ou d'extrants importants dans l'analyse. En tant que telle, la portée énergétique et environnementale a également été utilisée comme critère d'exclusion.

Dans le Modèle, des efforts ont été déployés pour inclure l'ensemble des flux pertinents associés à chaque processus, à l'exception des procédés exclus énumérés au **chapitre 2.3.1**. Lors des contrôles de complétude et de sensibilité, un critère de coupure de 1% a été appliqué sur la portée environnementale, tel que calculée par la méthode d'évaluation de l'impact. Les critères de coupure ont été appliqués au niveau des processus élémentaires individuels.

Selon le critère de coupure, les procédés additionnels suivants sont exclus de la Base de données du Modèle:

- Les matériaux secondaires (par exemple, lubrifiants, produits de nettoyage, emballages, etc.)
- L'eau potable provenant des réseaux municipaux ou extrait directement de sources de surface ou souterraines

2.4 Acquisition et qualité des données

Cette section présente un ensemble de préférences en matière de qualité des données établies pour le Modèle et qui ont été appliquées lors de la modélisation de la Bibliothèque des données.

La collecte de données visant l'élaboration de l'ICV s'est appuyée sur l'examen et la compilation de données provenant d'un large éventail de sources, incluant des publications et des statistiques gouvernementales, des publications et des statistiques industrielles, d'autres outils ACV de modélisation des combustibles et des données bibliographiques sur des systèmes de CFIC dont la production actuelle au Canada est faible ou nulle. Pour la production d'éthanol et de biodiesel, plusieurs années de données primaires opérationnelles étaient disponibles pour un large segment des producteurs canadiens d'éthanol et de biodiesel. Celles-ci ont été agrégées afin de protéger leur confidentialité.

Les données de l'ICV utilisées dans la modélisation des CFIC sont un mélange de données qui sont des données spécifiques aux systèmes canadiens et des données provenant d'autres juridictions qui sont jugées suffisamment représentatives du Canada. Lorsque pertinent, les jeux de données provenant d'autres juridictions ont été adaptés au contexte Canadien (par exemple, remplacer un intrant d'électricité avec le processus de réseau électrique canadien).

En raison de la variabilité régionale d'un certain nombre d'aspects de la production canadienne de combustibles, le Modèle tient compte de la variation régionale en fournissant certains processus agrégés définis au niveau régional (est ou ouest du Canada) ou provincial. Les facteurs régionaux suivants, qui pourraient influencer l'IC des CFIC, ont été utilisés dans le Modèle, dans les limites des données disponibles:

- Différences de consommation de combustible dans l'exploitation forestière, le sciage et les autres activités de transformation;
- Les systèmes énergétiques d'arrière-plan, comme les différents réseaux électriques qui fournissent de l'énergie aux procédés de production des combustibles;

Les sous-sections suivantes présentent les pratiques de collecte de données utilisées dans le développement du Modèle.

2.4.1 Collecte de données pour les processus agrégés de la Bibliothèque de données

Le Modèle contient plusieurs sources de données différentes pour modéliser les centaines de processus agrégés qu'il contient. Les niveaux de qualité des données considérés pour le développement du Modèle, ainsi que la définition de chaque niveau, sont énumérés ci-dessous.

Données de haute qualité

- Régionales spécifiques et récentes (recueillies il y a moins de 5 ans)
- Basées sur des mesures et publiées par des sources officielles et vérifiées (par exemple, les statistiques gouvernementales)
- Recueillies dans plus de 50 % des sites de la région étudiée

Données de qualité acceptable

- Moyennes d'une région plus grande, y compris de la région étudiée (recueillies il y a moins de 10 ans)
- Fondées sur des mesures et publiées dans des publications scientifiques ou par des organisations industrielles
- Recueillies dans un échantillon de sites

La plus basse qualité de données acceptable

- Données ou ICV extraits d'outils et d'initiatives reconnus (par exemple, GREET)
- D'une région différente, mais représentatives de la région étudiée (recueillies il y a moins de 15 ans)
- Mesures à partir d'un seul site ou estimation d'expert fait par une personne qualifiée

Du temps et des efforts ont été investis pour obtenir des données correspondant au niveau « haute qualité ». Lorsque ces types de données n'étaient pas disponibles, les données correspondant aux niveaux de « qualité acceptables » et de « la plus basse qualité acceptable » ont été considérés. Les sources de données qui ne pouvaient pas atteindre le niveau de « la plus basse qualité acceptable » n'ont pas été incluses dans le Modèle.

2.5 Incertitude relative aux données

La mesure de l'incertitude des données a été utilisée lors du développement du Modèle pour évaluer la qualité des données qui ont servi à modéliser les processus agrégés de la Bibliothèque de données. Bien que l'incertitude des données ait été évaluée pendant le développement du Modèle, ses résultats ne sont pas disponibles dans la Bibliothèque de données du Modèle.

Pour quantifier l'incertitude sur les données, des indicateurs de qualité des données (IQD) ont été utilisés pour évaluer chaque flux à l'aide d'une approche matricielle. Les scores obtenus ont été utilisés pour évaluer les incertitudes sur les données, puis pour évaluer l'incertitude du Modèle et des résultats avec une analyse de Monte Carlo.

Lorsque des informations quantitatives au sujet de l'incertitude étaient disponibles (par exemple, un échantillon de données ou un écart-type), l'incertitude était appliquée en spécifiant les paramètres de dispersion du type de dispersion (comme la distribution uniforme, log-normale ou triangulaire).

Dans les cas où des informations quantitatives sur l'incertitude n'étaient pas directement disponibles, la matrice « pedigree » fournie par Weidema et coll. (2013)² a été utilisée. Elle contient cinq types d'IQD, chacun d'entre eux se voyant attribuer une note de 1 à 5 pour les paramètres suivants:

1. Fiabilité
2. Exhaustivité
3. Corrélation temporelle
4. Corrélation géographique
5. Corrélation technologique supplémentaire

Basé sur ces critères, des scores sont attribués aux données et aux filières correspondantes. Ces scores sont ensuite jumelés à des facteurs d'incertitude de base pour élaborer des écarts types géométriques mis au carré qui seront utilisés dans le cadre de l'analyse de Monte-Carlo afin de déterminer l'influence de la qualité des données sur la fiabilité des résultats de l'étude.

2.6 Affectation des coproduits

Dans les cas où le système étudié est un procédé multifonctionnel qui génère plus d'un produit commercialisable, la charge environnementale liée à ce procédé peut être répartie entre les différents produits du système (produit principal et coproduits) à l'aide d'une règle d'affectation. Selon la norme ISO 14044, l'approche fondée sur l'affectation doit être évitée en subdivisant davantage le système pour isoler les coproduits, ou en utilisant l'approche d'élargissement des frontières du système. Si l'affectation ne peut être évitée, il convient d'utiliser une règle d'affectation par relations physique (par exemple, la masse ou le contenu énergétique) ou d'autres relations mutuelles (par exemple, la valeur économique).

La nécessité de répartir les charges environnementales entre les produits et les coproduits se manifeste à plusieurs endroits dans le cycle de vie de nombreuses filières de combustibles, notamment:

- Tourteau de canola et de soja produits lors de l'extraction d'huile végétale
- Production de chaleur et d'électricité de même que la production de nourriture pour animaux lors de la production d'éthanol
- Résidus agricoles et forestiers issus de la culture et de la récolte primaire qui sont utilisés pour produire des biocombustibles
- Extraction et transformation de combustibles fossiles liquides et gazeux

Le Modèle applique différentes approches d'affectation, qui sont définies dans les sections suivantes.

2.6.1 Affectation énergétique

Dans le Modèle, l'affectation par contenu énergétique est l'approche d'affectation par défaut. Dans les systèmes de production de combustible, le contenu énergétique, également désigné PCS, est généralement reconnu comme la mesure la plus appropriée.

²Weidema B P, Bauer C, Hischer R, Mutel C, Nemecek T, Reinhard J, Vadenbo C O, Wernet G., 2013. *Centre suisse pour les inventaires du cycle de vie Aperçu et méthodologie (final) (v3) 3, 1 (v3)*.

2.6.2 Affectation massique

Le Modèle utilise l'affectation massique pour les processus de charges d'alimentations issues de fibres ligneuses et de graisses animales, ainsi que le processus modifiable pour l'huile d'oléagineux.

2.6.3 Expansion des frontières du système

L'approche d'expansion des frontières du système implique la prise en compte des charges environnementales associées au produit substitué d'un coproduit produit à l'installation de production de combustible. Les charges environnementales associées avec ce produit substitué sont soustraites de l'IC du système de produit étudié. Par exemple, une installation de production de combustible peut générer de l'électricité excédentaire comme coproduit qui peut ensuite être utilisée sur place ou exportée au réseau. Avec l'approche d'expansion des frontières du système, on suppose que l'électricité excédentaire « déplacera » les charges environnementales associées avec l'électricité du réseau (qui représente le produit substitué).

L'expansion des frontières du système est utilisée pour l'électricité et la vapeur excédentaires produites dans les installations de production de combustible. Dans le cas d'électricité excédentaire, le Modèle inclut une liste de processus pour l'électricité excédentaire représentant différents réseaux régionaux et un processus pour la vapeur excédentaire.

L'expansion des frontières du système peut également être appliquée lorsque des déchets sont utilisés comme charge d'alimentation pour la production de CFIC, ce qui entraîne de réelles réductions des émissions de méthane. Dans ce cas, les frontières du système autour des déchets destinés à la production de combustible devraient être élargies pour inclure le différentiel d'émissions entre l'utilisation des déchets pour la production de combustible et un scénario de référence qui se serait produit si les déchets n'avaient pas été utilisés pour la production de combustible.

2.6.4 Approche « cut-off »

Certains des processus des charges d'alimentation de la Bibliothèque de données représentent des déchets provenant d'autres industries telle que l'huile de cuisson usée (transformée en graisse jaune) provenant de restaurants et les graisses animales provenant d'abattoirs. Ce sont des cas de recyclage des déchets. Le Modèle applique l'approche « cut-off » au recyclage des déchets. Dans l'approche « cut-off », si un déchet (première vie) est utilisé à une autre fin (deuxième vie) au lieu d'être éliminé, le producteur du déchet ne se voit pas attribué de charges pour l'élimination, et l'utilisateur du déchet ne se voit pas attribué de charges environnementales pour la production et la manipulation des matières en amont. Par conséquent, les déchets utilisés comme charges d'alimentation sont représentés dans le Modèle par des processus élémentaires vides (valeur d'IC nulle).

2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et changement d'affectation des terres

Conformément au champ d'étude du *Rapport d'inventaire national* (RIN), l'ICV du Modèle inclut le CO₂, le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les halocarbones et les composants connexes, mais exclut les facteurs de forçage climatique à court terme (par exemple, le CO, le NO_x, les COV, le carbone noir) et les autres facteurs de forçage climatique (par exemple, l'effet de l'albédo). Les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion de CFIC sont considérées nulles dans l'ICV du Modèle. Conformément au

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), on suppose que les émissions de CO₂ biogénique sont compensées par l'absorption de carbone avant la récolte.³

Les émissions de CO₂ biogéniques provenant de changement aux pratiques de gestion des terres suivantes sont prises en compte dans la modélisation des cultures : changements dans la productivité des cultures et dans l'apport de carbone par les résidus de cultures, changements aux pratiques de travail du sol, et changements dans la superficie de jachère⁴. Les émissions de carbone suite à des modifications aux proportions des cultures annuelles et pérennes ne sont pas considérées; les changements indirects d'affectation des terres sont exclus du Modèle.

Les émissions biogéniques de CO₂ et de CH₄ associés au changement d'affectation des terres à cause des réservoirs hydroélectriques sont incluses dans le champ de l'étude du Modèle.

Enfin, il est généralement admis que l'approvisionnement des charges d'alimentation agricoles et de biomasse ligneuse se fait dans les limites des capacités de production commerciale existantes et des régions de récolte et ne nécessite pas la conversion de terres à d'autres fins (autres que celles mentionnées ci-dessus).

2.8 Méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie

Les méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI) sont utilisées dans l'ACV pour convertir les données de l'ICV (émissions environnementales et extractions des charges d'alimentation) en un ensemble d'impacts environnementaux en utilisant des facteurs d'impact.

Dans le Modèle, deux méthodes ACVI peuvent être utilisées pour le calcul. Ces méthodes considèrent les facteurs d'impacts qui utilisent le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) pour un horizon temporel de 100 ans (PRP-100). L'horizon temporel de 100 ans est le facteur d'impact le plus largement utilisé dans les études d'IC, ce qui facilite la comparaison avec les résultats d'autres études. Les deux méthodes ACVI disponibles dans le Modèle utilisent les valeurs PRP-100 issues du cinquième rapport d'évaluation (AR5)⁵ et le sixième rapport d'évaluation (AR6)⁶ du GIEC, respectivement. Pour les deux

³Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. [Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre](#). Préparé par le Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. H.S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara, K. Tanabe, (éd.). Kanagawa (JP) : Kanagawa (JP), Institut des stratégies environnementales mondiales.

⁴ Les émissions de CO₂ biogéniques liées aux changements dans la superficie de jachère sont évaluées pour le sorgho seulement.

⁵ Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestedt, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza, T. Nakajima, A. Robock, G. Stephens, T. Takemura et H. Zhang, 2013 : Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. Dans : *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (éditeurs.)]. Cambridge University Press, Cambridge, (Royaume—Unis) et New York (NY), États-Unis.

⁶ Smith, C., Z.R.J. Nicholls, K. Armour, W. Collins, P. Forster, M. Meinshausen, M.D. Palmer, and M. Watanabe, 2021: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)].

méthodes ACVI, le forçage climatique à court terme et les rétroactions du cycle climat-carbone ne sont pas pris en compte dans la méthode ACVI afin d'être cohérents avec le RIN et avec d'autres initiatives de comptabilisation des GES au Canada. Les valeurs d'IC résultant de la méthode ACVI sont exprimés en grammes d'équivalents de CO₂ par MJ de contenu énergétique basé sur le PCS de chaque combustible. Il est à noter que les PRP du AR5 du GIEC ont été utilisés pour les flux de la Bibliothèque de données de la Base de données du Modèle qui sont exprimés en CO₂e.

Le **tableau 1** fournit un résumé des PRP pour les principaux GES pour les deux méthodes ACVI. Une liste complète des GES avec leurs PRP associés des deux méthodes LCIA sont disponibles dans le Modèle d'ACV des combustibles dans leurs *Catégories d'impact* respectives sous la section *Indicateurs et paramètres* dans openLCA.

En restant cohérent avec la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, comme le montre le RIN du Canada (2023), le PRP pour l'absorption du carbone pendant la culture de la biomasse et les émissions de carbone biogénique provenant de la combustion des CFIC ne sont pas déclarés. L'hypothèse est que les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion des CFIC sont compensées par l'absorption de carbone avant la récolte. Le Modèle considère que les émissions de CO₂ ou l'absorption de CO₂ atmosphérique résultant de changements en carbone organique du sol (COS) à cause des pratiques de gestion de terres ont le même PRP que le CO₂ fossile. On considère que ces émissions ou absorptions ont un effet durable sur la concentration de GES dans l'atmosphère.

En outre, le Modèle ne prend pas en considération le profil temporel de l'absorption et des émissions de carbone biogénique (aussi appelés dette en carbone). En d'autres termes, l'absorption du carbone pendant la croissance de la biomasse forestière compensera entièrement les émissions de carbone provenant de la combustion de la biomasse, indépendamment du délai entre ces deux événements. L'aspect temporel n'est pas inclus par souci de cohérence avec les règles de comptabilité des GES des autres programmes et initiatives gouvernementaux.

Tableau 1. Sélection des facteurs de caractérisation servant au calcul des IC en utilisant le PRP100 du AR5 et du AR6 du GIEC

Gaz à effet de serre	MéthodeACVI_AR5 PRP-100 (gCO₂e/g)	MéthodeACVI_AR6 PRP-100 (gCO₂e/g)
CO ₂	1	1
CO ₂ (biogénique)	0	0
CO ₂ (modification de l'affectation des terres)	1	1
CH ₄ (fossile)	30	29.8
CH ₄ (biogénique)	28	27.9
N ₂ O	265	273
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	23 500	24 300

2.9 Limites du Modèle d'ACV des combustibles

Le Modèle est basé sur des données et des informations récentes concernant les systèmes de production canadiens et certains systèmes étrangers. À ce titre, le Modèle n'inclus pas d'informations concernant les technologies futures ou l'incidence des politiques sur le secteur énergétique canadien.

Étant donné que le champ d'étude du Modèle est limité au calcul d'IC, les autres indicateurs environnementaux ne sont pas couverts.

Puisque le Modèle est principalement basé sur des données publiques, les processus inclus représentent des pratiques génériques ou moyennes. Cette limitation est partiellement atténuée par l'inclusion des filières de production de combustible, qui permettent aux utilisateurs de saisir des données primaires spécifiques à leur installation.

Chapitre 3 : Bibliothèque de données du *Modèle d'ACV des combustibles*

Tel que mentionné, la Base de données du Modèle est composée de plusieurs « blocs de construction » qui peuvent être utilisés pour modéliser les cycles de vie des CFIC canadiens et ainsi calculer les IC. Ce chapitre présente l'approche de modélisation, l'unité fonctionnelle, les hypothèses de modélisation et les sources de données utilisées pour modéliser les processus agrégés de la bibliothèque de données.

3.1 Intrants chimiques

3.1.1 Produits chimiques

Approche de modélisation pour les produits chimiques

Les produits chimiques utilisés dans les procédés de production des filières de CFIC comprennent notamment les enzymes, les acides, les engrais et les catalyseurs. L'unité fonctionnelle de chaque produit chimique est de 1 kg de produit, sauf indication contraire. La méthodologie utilisée pour déterminer l'IC de chaque produit chimique inclus dans le Modèle est décrite ci-dessous, et la méthodologie dépend de la disponibilité des données canadiennes.

Les processus suivants sont modélisés avec les facteurs d'émission du cycle de vie du modèle *Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies* (GREET) de 2018.

- Acide acétique (CH₃COOH)
- Amylase Alpha
- Sulfate d'ammonium ((NH₄)₂SO₄)
- Chaux (CaO)
- Carbonate de calcium (CaCO₃)
- Protéine de cellulase
- Cellulase
- Acide citrique (C₆H₈O₇)
- Liqueur de maïs
- Glucoamylase
- Glucose
- Hexane (n-hexane)
- Acide chlorhydrique (HCl)
- Méthanol (CH₃OH), issu du gaz naturel
- Azote (N), gazeux, issu du gaz naturel

- Hydroxyde de potassium (KOH)
- Hydroxyde de sodium (NaOH)
- Méthylate de sodium (CH₃ONa)⁷
- Levure
Extrait de levure

Les processus suivants sont modélisés avec les intrants énergétiques, les intrants de matière et les émissions des procédés tirés du modèle GREET de 2022. Les unités fonctionnelles sont exprimées en masse de produit, sauf indication contraire.

- Nitrate d'ammonium (NH₄NO₃)⁸
- Sulfate d'ammonium ((NH₄)₂SO₄)
- Phosphate monoammonique (NH₄H₂PO₄)⁹
- Phosphate monoammonique (NH₄H₂PO₄), en tant que N
- Phosphate monoammonique (NH₄H₂PO₄), en tant que P₂O₅
- Acide nitrique (HNO₃)
- Phosphate diammonique ((NH₄)₂HPO₄)¹⁰
- Phosphate diammonique ((NH₄)₂HPO₄), en tant que N
- Phosphate diammonique ((NH₄)₂HPO₄), en tant que P₂O₅
- Acide phosphorique (H₃PO₄)
- Acide sulfurique (H₂SO₄)
- Nitrate d'ammonium et d'urée¹¹

Il convient de noter que le soufre élémentaire utilisé dans la production d'acide sulfurique n'entraîne aucune émission puisqu'il s'agit d'un déchet provenant d'une autre industrie.

De plus, dans le cas du phosphate monomammonique (PMA) et du phosphate diammonique (PDA), les processus des deux catégories de nutriments qui appartiennent à un engrais multi-nutriment (N et P₂O₅) pour lesquelles il y a une affectation doivent toujours être utilisées ensemble. L'utilisateur doit s'assurer que les quantités des deux composants des engrais multi-nutriments sont déclarées correctement.

Les IC des processus pour les produits chimiques ci-dessous sont basées sur les données de production canadiennes (matières premières et besoins énergétiques) recueillies dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) pour l'année 2019-2020-2021-2022 :

- Ammoniac à partir de RMV (NH₃)
- Urée (CH₄N₂O)

⁷ Dans le cas spécifique du méthylate de sodium, en raison d'un manque de données dans le modèle GREET de 2018, les valeurs d'émission ont été déterminées en utilisant celles du méthanol (provenant du gaz naturel) et la stœchiométrie de la réaction de production du méthylate de sodium à partir du méthanol.

⁸ Unité fonctionnelle : 1 kg d'azote dans le nitrate d'ammonium

⁹ Le PMA est un engrais multi-nutriments avec des processus agrégés disponibles à la fois par kg de produit et par kg de nutriments (N et P₂O₅).

¹⁰ Le PDA est un engrais multi-nutriments avec des processus agrégés disponibles à la fois par kg de produit et par kg de nutriments (N et P₂O₅).

¹¹ Unité fonctionnelle : 1 kg d'azote dans le nitrate d'ammonium et d'urée

La modélisation pour l'ammoniac et l'urée considère que l'ammoniac produit par reformage du méthane à la vapeur (RMV) et l'urée sont des co-produits. La production d'urée combine deux molécules d'ammoniac avec une molécule de dioxyde de carbone pour former de l'urée et de l'eau en solution. Grâce à ce procédé, une portion du CO₂ qui serait autrement émis dans l'atmosphère est utilisée pour la production d'urée. Un ratio de matières premières de 0,567 kg NH₃/kg d'urée est utilisé pour calculer le bilan de masse de la production nette d'ammoniac (ratio de masse stœchiométrique pour 2NH₃ + CO₂ -> CH₄N₂O + H₂O). Des procédures d'affectation basées sur la teneur en azote ont été utilisées pour les coproduits d'ammoniac et d'urée. Les teneurs en azote utilisées sont de 82,2 % et 46,6 % pour l'ammoniac et l'urée respectivement.

La modélisation du processus d'ammoniac combiné à l'urée utilise les données canadiennes du [Programme de déclaration des gaz à effet de serre \(PDGES\) - Données sur les gaz à effet de serre \(GES\) des installations](#). Une moyenne combinée sur quatre ans, de 2019 à 2022, a été utilisée pour les données relatives à la production, à la charge d'alimentation en gaz naturel et aux besoins énergétiques. Les activités de l'usine prises en compte comprennent le torchage, le transport sur site, la production de vapeur, et autres combustions stationnaires. Seules les usines qui produisent de l'ammoniac à partir du reformage du méthane à la vapeur ont été utilisées.

Noter que l'hydrogène est également inclus dans les intrants chimiques et est documenté dans le **Chapitre 3.1.3**.

Portée géographique des produits chimiques

Les processus sont modélisés à l'aide de données canadiennes et américaines. Ils peuvent être utilisés pour représenter la production en Amérique du Nord.

Affectation des produits chimiques

Pour l'ammoniac à partir de RMV et l'urée: Une affectation basée sur le contenu d'azote a été utilisée pour les co-produits d'ammoniac et d'urée a été utilisée dans la modélisation d'arrière-plan. Les concentrations d'azote utilisées sont de 82.2% et 46.4% pour l'ammoniac et l'urée respectivement.

Pour PMA et PDA: Pour les processus par masse de base nutritive, une affectation basée sur des facteurs tirés d'Ecoinvent (2007) a été utilisé pour les besoins énergétiques, tirés de GREET 2022, pour les nutriments spécifiques, et les intrants matériels sont entièrement attribués à la catégorie de nutriments qu'ils représentent.

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation des autres produits chimiques.

Sources de données pour les produits chimiques

- Environnement et Changement Climatique Canada. [Programme de déclaration des gaz à effet de serre \(PDGES\) - Données sur les gaz à effet de serre \(GES\) des installations \(2019-2020-2021-2022\)](#).
- The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model. Argonne National Laboratory. 'GREET 2018'. [Argonne GREET Model \(anl.gov\) \(Disponible en anglais seulement\)](#)

- The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model. Argonne National Laboratory. 'GREET 2022'. [Argonne GREET Model \(anl.gov\)](#) ([Disponible en anglais seulement](#))
- Thomas Nemecek & Thomas Kägi. Agrosoppe Rechenholtz Tänikon Research Station (ART). [Life Cycle Inventories of Agricultural Production Systems](#) (data v2.0 [2007]). Ecoinvent Report No. 15. December 2007. (Ecoinvent 2007) ([Disponible en anglais seulement](#))

3.1.2 Produits agrochimiques

Approche de modélisation des produits agrochimiques

Les valeurs d'IC pour les engrais synthétiques ont été déterminées à l'aide de deux méthodes différentes en fonction des types de nutriments des engrais, soit l'azote (N), le phosphore (P), le potassium (K) et le soufre (S). Les ICV pour les engrais N, P et K sont basés sur les valeurs moyennes des IC canadiennes calculées avec le PRP du AR5 et publiées dans l'étude de 2016 de Cheminfo Services Inc. qui est en référence dans le rapport d'empreinte carbone de la Table ronde canadienne sur les cultures durable (TRCCD) (Cheminfo, 2016), en tenant compte de la stœchiométrie des produits et des nutriments. L'IC pour l'engrais à base de soufre est considérée comme étant nulle parce que le sulfate d'ammonium, soit l'engrais à base de soufre le plus communément utilisé au Canada constitue un sous-produit (déchet) des activités minières et de fonderie. Par conséquent, aucune émission n'est associée à la production de soufre.

Compte tenu du manque de données canadiennes détaillées sur les parts de chaque type de pesticide utilisé au Canada sur une culture donnée, l'IC moyenne pour les pesticides a été calculée à partir de la moyenne des facteurs d'émission du modèle GREET de 2018 pour cinq pesticides primaires largement utilisés au Canada (atrazine, métolachlore, acétolachlore, cyanazine et insecticides) pour les cultures concernées.

Portée géographique des produits agrochimiques

Compte tenu du manque de données d'ICV spécifiques au Canada pour ces produits agrochimiques, des données étrangères ont été utilisées. On suppose que les procédés ne varient pas entre les régions. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Affectation des produits agrochimiques

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation des produits agrochimiques.

Sources de données pour les produits agrochimiques

Les facteurs d'émission pour les pesticides ont été tirés du modèle GREET de 2018. Les engrais synthétiques ont été modélisés à partir de l'étude de 2016 de Cheminfo Services Inc. qui est en référence dans le rapport d'empreinte carbone de la Table ronde canadienne sur les cultures durable (TRCCD) de 2017. Les sources de données sont résumées ci-dessous.

Engrais, IC des produits:

- Cheminfo. (2016). Carbon Footprints for Canadian Crops: Canadian Fertilizer Production Data Final Report. Cheminfo Services.

Pesticides, IC des ingrédients actifs:

- Argonne National Lab. (2018). GREET.

3.1.3 Hydrogène

Le Modèle comprend un processus agrégé qui modélise la production d'hydrogène à partir du vaporeformage du méthane (VFM) lorsque l'hydrogène est utilisé comme intrant de matériel ou d'énergie. Bien que la Bibliothèque de données ne comprenne que l'hydrogène provenant du VFM, les utilisateurs peuvent utiliser les processus agrégés existants dans la bibliothèque de données pour modéliser la production d'hydrogène à partir d'autres sources et méthodes de production avec une filière de combustible (**Chapitre 4** :). La modélisation de la production d'hydrogène par VFM dans le Modèle est basée sur une analyse techno-économique complétée par l'*International Energy Agency* (IEAGHG 2017). Les intrants et extrants requis pour modéliser la production d'hydrogène par VFM sont basés sur cette analyse (par exemple, les quantités de gaz naturel requis comme charge d'alimentation et combustible, ainsi que les quantités d'hydrogène et d'électricité excédentaires produites. Les exigences d'énergie pour le stockage géologique de l'hydrogène produit sont modélisées en fonction d'une étude par Ramsden (Ramsden et coll. 2013).

Approche de modélisation d'hydrogène

Dans le procédé de VFM, le CH_4 provenant du gaz naturel fossile réagit avec la vapeur en présence d'un catalyseur pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone (CO) et du CO_2 . À l'étape suivante, le CO et la vapeur d'eau réagissent à l'aide d'un catalyseur pour produire du CO_2 et davantage d'hydrogène, puis une adsorption à pression variable est effectuée, au cours de laquelle le CO_2 et d'autres impuretés sont éliminés pour produire de l'hydrogène pur.

Le processus commence par la production et le transport du gaz naturel vers l'usine de production d'hydrogène par gazoduc. Il se termine par la production de 1 MJ d'hydrogène à la sortie de l'usine, y compris le stockage géologique. Le procédé comprend également les émissions du procédé (par exemple, CO_2), tandis que les émissions CH_4 et N_2O du procédé d'hydrogène par VFM sont considérées négligeables. Les fuites d'hydrogène pendant la production sont également présumées être négligeables et sont donc exclues du processus. La production d'hydrogène inclut l'électricité exportée vers le réseau qui est générée dans une usine de cogénération à partir du surplus de vapeur. La **Figure 4** présente la vue d'ensemble de la transformation du gaz naturel en hydrogène par VFM. La modélisation pour l'extraction du gaz naturel est décrite au **chapitre 3.6.2**. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'hydrogène.

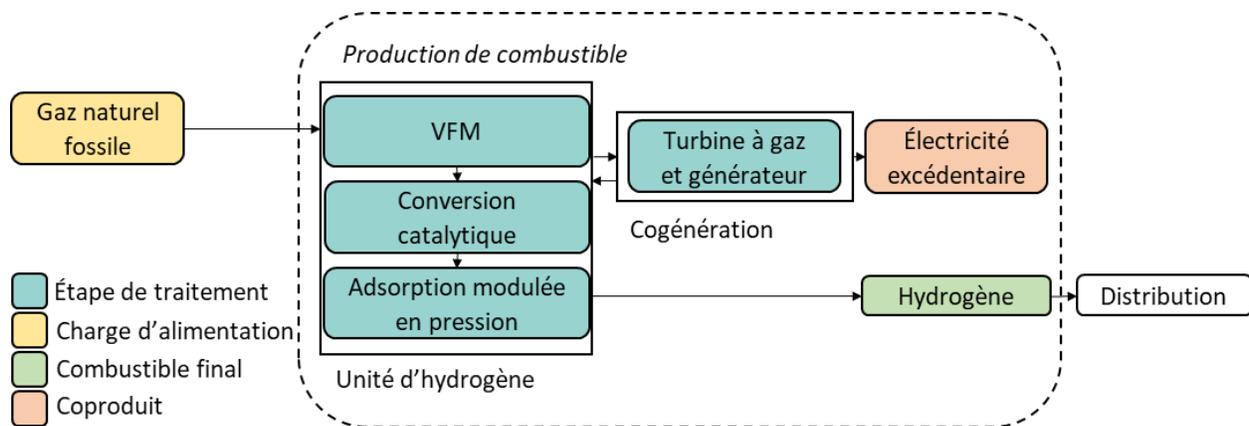


Figure 4 : Vue d'ensemble de la production d'hydrogène par VFM

Portée géographique de l'hydrogène

Le procédé de conversion par VFM a été modélisé d'après une usine théorique de VFM produisant 100 000 Nm³/h d'hydrogène à partir de gaz naturel comme charge d'alimentation et intrant énergétique, tel qu'évalué par l'étude du IEAGHG (2017). Il est supposé que l'usine ne soit pas intégrée à d'autres complexes industriels et est opérée de façon autonome. Cette usine d'hydrogène théorique est utilisée comme variable de substitution pour modéliser la conversion de l'hydrogène canadien par VFM. Cela suppose que les procédés de production d'hydrogène ne varient pas d'une région à l'autre; le procédé peut donc être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour l'hydrogène

L'électricité excédentaire est traitée avec une approche d'expansion des frontières du système. L'électricité excédentaire est présumée être exportée au réseau et un crédit correspondant à l'IC du réseau moyen canadien est attribué au système de production d'hydrogène. Le **chapitre 3.3.3** fournit des renseignements additionnels au sujet de l'approche de modélisation pour l'électricité excédentaire exportée au réseau.

Sources de données pour l'hydrogène

La conversion du gaz naturel fossile en hydrogène par VFM a été modélisée à l'aide de données compilées par l'IEAGHG, particulièrement les quantités de consommation de gaz naturel et de l'électricité excédentaire exportée prévue d'une usine d'hydrogène de 100 000 Nm³/h. Comme il y a peu d'installations opérationnelles à grande échelle qui produisent de l'hydrogène, les données de l'IEAGHG reposent sur un scénario de production d'un cas théorique de base. Les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel sont énumérées ci-dessous.

- IEAGHG. (2017). [Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone \(Merchant\) Plant with CCS. 2017/02, February. 2017. \(Disponible en anglais seulement\)](#)
- Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2013). [Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. \(Disponible en anglais seulement\)](#)

- Sun P., Young B., Elgowainy A., Lu Z., Wang M., Morelli B., and Hawkins T. (2019). Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities. *Environmental Science & Technology* 2019 53 (12), 7103-7113. DOI: 10.1021/acs.est.8b06197.

3.1.4 Mélanges chimiques prédéfinis

Le Modèle comprend trois types de mélanges prédéfinis de produits chimiques afin de représenter les produits chimiques utilisés dans la production de trois types de combustibles : bioéthanol conventionnel, éthanol cellulosique et biodiesel. L'unité fonctionnelle pour chaque mélange de produits chimiques correspond à la quantité de produits chimiques nécessaire pour produire 1 MJ (basé sur le PCS) du CFIC spécifié.

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol conventionnel

Le mélange prédéfini des produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel a été modélisé en utilisant des données de production canadiennes des Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE). Ces rapports ont été compilés par Ressources naturelles Canada (RNCAN) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants. L'IC du mélange prédéfini des produits chimiques pour le bioéthanol est une moyenne pondérée de l'IC des produits chimiques utilisés pour le bioéthanol issu du maïs et du blé. La portée du processus inclus l'extraction, la liquéfaction et saccharification, la fermentation, et la distillation et séchage de l'amidon. Les produits chimiques considérés comprenaient le gluco-amylase, l'ammoniac, l'urée, l'hydroxyde de sodium, l'alpha-amylase, l'acide sulfurique et les levures. La modélisation de ces intrants chimiques est décrite au **chapitre 3.1.1**.

Trois types d'exclusions de données ont été appliqués aux installations de production de bioéthanol conventionnel:

1. Exclusions générales des années-usine
 - a) Installations-années avec un bilan massique en dehors de la plage [0,75, 1,25].
 - b) Installations-années pour lesquelles le mélange de types de matières premières est élevé (c'est-à-dire que le pourcentage de matières premières entrantes se situe dans l'intervalle]40 %, 50 %]).
 - c) Installations-années pour lesquelles le taux de production (L de biodiesel/tonne de matière première) est en dehors de l'intervalle [moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années - 2*écart-type, moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années + 2*écart-type].
2. Exclusions de paramètres spécifiques
 - a) Les quantités de flux ont été exclues individuellement lorsqu'elles étaient en dehors de la plage [moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années - 2*écart-type, moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années + 2*écart-type].
3. Exclusions manuelles d'installations
 - a) Toutes les quantités de flux ont été exclues pour une installation-année considérée comme non représentative (l'installation démarrait sa production à une très faible capacité).

Comme il n'y a pas d'installation de broyage humide au Canada, le processus est représentatif des broyeurs secs. La base de données ne contient aucun flux pour l'apport de dénaturant et d'hypochlorite de sodium. Les flux déclarés sont négligeables et n'apparaissent donc pas dans la modélisation.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel

Les données des RCPE ont été compilées pour modéliser un processus unique pour l'utilisation de produits chimiques pour la production de bioéthanol. Ceci suppose que le procédé de production est le même à travers les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel

Aucune affectation n'a été effectuée.

Sources de données pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel

- Complementary environmental performance reports (CEPR) (2009-2017). Natural Resources Canada (NRCAN) as part of NRCAN's ecoENERGY for Biofuels Program. Biodiesel and bioethanol.

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Le mélange chimique prédéfini pour la production de bioéthanol cellulosique a été déterminé en utilisant des données sur la production de bioéthanol cellulosique issu de paille de blé et de canne de maïs. Les procédés de production modélisés incluent le prétraitement enzymatique, la fermentation de sucre C5 / C6 et la distillation. Les intrants chimiques qui ont été considérés dans le procédé de production de bioéthanol comprennent les suivants : eau de macération du maïs, cellulase, carbonate de calcium, hydroxyde de sodium, phosphate diammonique, levure, ammoniac et acide sulfurique. La modélisation pour ces intrants chimiques est disponible au **chapitre 3.1.1**. Les résultats ont ensuite été utilisés pour créer le mélange prédéfini de produits chimiques pour le bioéthanol cellulosique.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Le procédé de conversion de bioéthanol cellulosique a été modélisé basé sur une révision de littérature des États-Unis d'Amérique (É.-U.). Les données ont été compilées afin de modéliser une approche de moyenne nationale singulière pour la conversion d'éthanol à partir de canne de maïs. Ceci suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

L'affectation des charges des produits chimiques et des autres intrants pour le procédé de production de bioéthanol cellulosique est basée sur le contenu énergétique.

Sources de données pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Les données utilisées pour modéliser la production de bioéthanol cellulosique pour déterminer le CI pour le mélange prédéfini de produits chimiques ont été recueillies d'une étude de 2011 du National Renewable Energy Laboratory (Humbird, et coll., 2011). À l'exception des charges d'alimentation, les données pour les intrants à chaque étape du procédé de production ont été obtenues à partir du modèle GREET (Lee, Han, et Wang, 2016) et des Environmental Resource Letters de Wang, Han, Dunn,

Cai, et Elgowainy, 2012. Il est supposé que la conversion de maïs et de blé en bioéthanol ont la même efficacité, mais la canne de maïs a été modélisée avec un rendement en sucre plus élevé que celui de la paille de blé.

Les principales sources de données utilisées pour la modélisation sont les suivantes :

- Humbird, D., Davis, R., Tao, L., Hsu, D., Aden, A., Schoen, P., ... Duedgeon, D. (2011). Process design and economics for biochemical conversion of lignocellulosic biomass to ethanol: dilute-acid pretreatment and enzymatic hydrolysis. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Lee, U., Han, J., & Wang, M. (2016, October). Argonne National Laboratories. [Extrait de Well-to-Wheels Analysis of Compressed Natural Gas and Ethanol from Municipal Solid Waste. \(Disponible en anglais seulement\)](#)
- Wang, M., Han, J., Dunn, J., Cai, H., & Elgowainy, A. (2012). Well-to-wheels energy use and greenhouse gas emissions of ethanol from corn, sugarcane and cellulosic biomass for US use. Environmental Resource Letters, 7(4), 13.

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

L'IC du mélange chimique prédéfini pour le biodiesel est une moyenne pondérée de l'IC des produits chimiques utilisés pour la production de biodiesel à partir d'huiles végétales (soja, canola et caméline) et à partir de charges d'alimentation à forte teneur en acides gras libres (AGF) (graisses animales, HCU et huile de maïs). L'IC du mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel a été modélisée à l'aide des données de production canadiennes en utilisant des données de production canadiennes des Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE). Ces rapports ont été compilés par Ressources naturelles Canada (RNCAN) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants.

Les procédés considérés pour la modélisation de l'utilisation des produits chimiques comprennent l'extraction, la liquéfaction et la saccharification, la fermentation, la distillation et le séchage de l'amidon. Les produits chimiques utilisés pour la modélisation sont l'hydroxyde de potassium, l'acide sulfurique, le méthoxyde de sodium, l'acide acétique et l'hydroxyde de sodium. La modélisation de ces intrants chimiques est décrite au **chapitre 3.1.1**.

La modélisation pour l'extraction d'huile est décrite au **chapitre 4.2.5**. L'approche de modélisation pour la production des graisses animales est décrite au **chapitre 3.5.1**. L'approche de modélisation pour l'HCU et la graisse jaune est décrite au **chapitre 3.5.6**. Pour la production de biodiesel issu de l'huile de canola, le procédé de conversion et la modélisation des intrants des produits chimiques est modélisée à partir des données moyennes de production canadienne recueillies de 2009 à 2017 tirées des RCPE. Le méthanol n'a pas été inclus dans le mélange chimique prédéfini pour qu'il puisse être modélisé par l'utilisateur.

Les mêmes exclusions de données que pour le bioéthanol conventionnel ont été utilisées pour le biodiesel. De plus, il n'y a pas de flux pour le trysil dans la Base de données du Modèle. Le flux déclaré est négligeable et n'est donc pas pris en compte dans la modélisation.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

Les données du RCPE ont été compilées pour modéliser un processus unique d'utilisation de produits chimiques pour la production de biodiesel. Cela suppose que le processus de production est le même dans toutes les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la situation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

Aucune affectation n'a été effectuée.

Sources de données pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

- Complementary environmental performance reports (CEPR) (2009-2017). Ressources naturelles Canada (RNC) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants. Biodiesel et bioéthanol.

3.2 Facteurs d'émissions de combustion

La bibliothèque de données du Modèle comprend plusieurs processus qui modélisent uniquement la combustion de combustible; ces processus n'incluent pas les émissions du cycle de vie liées à la production de chaque combustible. La bibliothèque de données contient deux dossiers : combustion issue de la biomasse et combustion non issue de la biomasse.

Approche de modélisation pour la combustion par type de combustible

La liste ci-dessous présente l'approche de modélisation adoptée pour la combustion de chaque combustible dans le Modèle, ainsi que les principales sources de données. Puisque la combustion d'hydrogène ne dégage pas de GES, aucune émission n'est incluse dans la modélisation de sa combustion.

Pour la majorité des combustibles renouvelables inclus ci-dessous, les facteurs d'émissions provenant de la combustion d'un combustible à base fossile équivalent ont été utilisés comme variables de substitut. En conséquence, l'approche expliquée au **chapitre 3.6.2** pour calculer les facteurs d'émission de combustion pour les combustibles fossiles s'applique également à ces combustibles.

Les mêmes facteurs d'émission ont été utilisés pour les CFIC produits à partir des charges d'alimentation issus de la biomasse et non issu de la biomasse. Toutefois, les facteurs d'émission de carbone (c'est-à-dire le CO₂ et le CH₄) provenant de la combustion du combustible produits à partir des charges d'alimentation issu de biomasse sont considérés comme des émissions biogéniques. Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, les émissions de CO₂ biogénique ne sont pas incluses dans les calculs d'IC du Modèle et les émissions de CH₄ biogénique ont un facteur d'impact différent des émissions de CH₄ fossile. Si un combustible est produit à partir d'une charge d'alimentation non issu de la biomasse, la teneur en carbone est alors considérée comme non biogénique et les émissions de CO₂ et de CH₄ résultant de la combustion sont comptabilisées comme des émissions fossiles. Référez-vous aux **chapitres 2.7** et **2.8** pour plus d'explications sur la comptabilisation des émissions biogéniques et fossiles dans le Modèle.

Bioéthanol: Les facteurs d'émission pour le CH₄ et le N₂O pour la combustion d'essence d'origine fossile du RIN sont utilisés comme variables de substitution. Seule la portion pure (non mélangée) du combustible est considéré.

Biodiesel: Les émissions reliées à la combustion de biodiesel sont prises du RIN. Le contenu en carbone du combustible lié à l'utilisation du méthanol est considéré comme fossile et estimé sur la base de calculs stœchiométriques (cependant, les émissions de CH₄ fossiles associées au méthanol sont négligées).

Biogaz: Les facteurs d'émission pour la combustion de gaz naturel du RIN sont utilisés comme variables de substitut et on fait l'hypothèse que les émissions seront similaires sur une base de MJ.

Hydrogène: Puisque la combustion d'hydrogène n'émet pas de GES, il n'y a aucune émission associée à la combustion dans la portée du Modèle.

Gaz naturel: Les facteurs d'émissions pour la combustion de gaz naturel fossile commercialisable du RIN sont utilisés.

Propane: Les facteurs d'émission pour la combustion de propane du RIN sont utilisés.

Diesel renouvelable: Les facteurs d'émission pour la combustion de diesel d'origine fossile du RIN ont été utilisés comme variables de substitution.

Essence Renouvelable: Les facteurs d'émission pour la combustion d'essence d'origine fossile du RIN ont été utilisés comme variables de substitution.

Naphte renouvelable: Les facteurs d'émission pour la combustion de kérosène d'origine fossile du RIN ont été utilisés comme variables de substitution.

Gaz naturel renouvelable (GNR) Les facteurs d'émissions pour la combustion de gaz naturel d'origine fossile du RIN ont été utilisés comme variables de substitution. Cependant, les facteurs d'émissions en MJ ont été calculés en utilisant le PCS du GNR.

Propane renouvelable: Les facteurs d'émissions pour la combustion de propane d'origine fossile du RIN sont utilisés comme variables de substitution.

Combustible d'aviation durable: Les facteurs d'émissions pour la combustion d carburéacteur d'origine fossile du RIN ont été utilisés comme variables de substitution.

Sources de données pour la combustion par type de combustible

- Source de données: Gouvernement du Canada. (2018). [Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.](#)

3.3 Électricité

3.3.1 Portée de la modélisation de l'électricité

Le Modèle contient plusieurs processus agrégés qui modélisent les procédés de production et de transmission d'électricité. Ces processus sont divisés en trois catégories:

- Des processus qui représentent des réseaux pour le Canada, les É.-U., le Mexique, le Brésil et l'Argentine
- Des processus qui représentent la production d'électricité déplacée associée à l'électricité excédentaire exportée vers le réseau
- Des processus qui représentent les technologies de production d'électricité (ex. : « hydroélectricité, réservoir »)

La modélisation et les frontières pour chaque catégorie est décrite dans les sections suivantes.

3.3.2 Approche de modélisation pour l'électricité du réseau

Les processus disponibles pour les réseaux électriques pour le Canada, les É.-U., le Mexique, le Brésil et l'Argentine sont présentés ci-dessous.

Canada

- Provinces et territoires canadiens
- Moyenne nationale canadienne

États-Unis

- États américains
- Moyenne nationale des États-Unis

Mexique, Brésil, Argentine

- Moyenne nationale pour chaque pays

La portée pour ces processus inclut les éléments suivants:

- Les émissions de combustion du combustible utilisé pour la production d'électricité
- Les émissions de GES du « berceau à la porte » pour les combustibles fossiles et l'uranium utilisés pour la production d'électricité
- Les émissions des réservoirs liés à l'hydroélectricité
- Les pertes d'électricité dues au transport et à la distribution d'électricité
- Les émissions de SF₆ produites par les équipements utilisés dans la transmission et la distribution d'électricité

Outre les exclusions mentionnées au **chapitre 2.3.1**, le commerce interprovincial (ou interétatique) et international ne sont pas considérés dans la modélisation des processus.

L'unité fonctionnelle pour les processus représentant les réseaux électriques est de 1 kWh d'électricité produite et distribuée par le réseau. Aucune affectation n'est nécessaire pour la modélisation de la production d'électricité.

Réseaux électriques canadiens

Les processus pour les réseaux électriques canadiens ont été modélisés en utilisant l'année de référence 2021 du RIN de 2023. Les émissions directes provinciales et nationales pour le réseau du RIN ont été utilisées pour modéliser les processus du réseau provincial et national. Le RIN présente des données annuelles sur la production d'électricité et les émissions de combustion directes pour chaque province et territoire, y compris des données sur les pertes d'électricité et les émissions de SF₆ associées au transport et à la distribution d'électricité. Les IC pour l'électricité sont calculées en divisant les émissions de GES par la production nette d'électricité.

Les émissions des réservoirs sont basées sur les émissions nettes sur 100 ans estimées à partir du modèle G-res et publiées dans le tableau 5 de [Levasseur et coll. \(2021\)](#). Les estimations concernent les réservoirs du Québec, mais elles sont utilisées comme approximation pour tous les réservoirs du Canada. La fraction de l'hydroélectricité qui provient des réservoirs est basée sur des facteurs tirés de l'outil *Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité* (CAFE3), un modèle interne d'ACV d'ECCC pour la production d'électricité. Il a été développé par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) et ECCC. Le modèle CAFE3 utilise des données provenant de diverses sources, notamment la base de données d'ICV Ecoinvent v3.6 (par exemple, pour modéliser les émissions du « berceau à la porte »), l'Office national de l'énergie (ONE), Statistique Canada, l'Inventaire national des rejets de polluants et l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA), auxquelles s'ajoutent des données du CIRAIG. Les données manquantes sont complétées à l'aide de sources documentaires et de données indirectes.

Les fractions nationales et provinciales de l'hydroélectricité qui provient des réservoirs sont tirées de CAFE3 et sont présentées dans le **Tableau 2**. Ces valeurs n'ont pas été vérifiées par les provinces ou les services publics.

Tableau 2 : Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs, par région

Région	Fraction
Canada	0.78
Alberta	0.66
Colombie-Britannique	0.95
Île-du-Prince-Édouard	0
Manitoba	0.998
Nouveau-Brunswick	0.91
Nouvelle-Écosse	0.56
Nunavut	0
Ontario	0.867
Québec	0.629
Saskatchewan	0.97
Terre-Neuve-et-Labrador	0.97
Territoires du Nord-Ouest	0
Yukon	0

Les quantités de combustible utilisées par kWh pour chaque réseau sont calculées à partir de la composition du réseau et des consommations spécifiques de chaleur de combustible (en MJ de combustible par kWh d'électricité produite). Les quantités de combustibles calculées prennent en considération les pertes d'électricité basées sur le RIN.

La principale source d'information concernant la composition du réseau est le RIN 2023. Toutefois, comme certains des combustibles utilisés pour la production d'électricité répertoriés dans le RIN sont agrégés, des sources de données supplémentaires ont été utilisées pour identifier les combustibles spécifiques utilisés pour produire de l'électricité.

Les quantités de combustible calculées tiennent compte des pertes d'électricité selon le RIN. Les consommations spécifiques de chaleur des centrales électriques consommant des combustibles fossiles sont déterminées à partir des données de Statistique Canada Utilisation de combustibles par technologie (tableau 25-10-0029-01 de Statistique Canada) et de Statistique Canada Production d'énergie à partir de combustibles fossiles (tableau 25-10-0028-01 de Statistique Canada). Afin de réduire au minimum la variabilité des consommations spécifiques de chaleur calculés au niveau provincial en raison des limites statistiques, la consommation spécifique de chaleur moyenne canadienne (exprimée en MJ/kWh) a été utilisée pour toutes les provinces et tous les territoires. Le taux de chaleur pour les installations nucléaires utilisé est tiré de CAFE3, mais sa source provient d'une base de données propriétaire et sa valeur ne peut donc pas être incluse. Les intrants des processus élémentaires sont modélisés pour représenter les MJ de combustible par kWh d'électricité consommée.

Les sources utilisées pour modéliser les réseaux canadiens sont énumérées ci-dessous.

Données sur la production d'électricité et composition du réseau :

- Gouvernement du Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

Données de désagrégation du charbon (lignite, bitumineux et subbitumineux) :

- Statistique Canada. [Tableau 25-10-0019-01 : Électricité produite à partir de combustibles, production annuelle selon les centrales thermiques des services d'électricité](#)

Données de désagrégation des autres combustibles (diesel, mazout léger, mazout lourd) :

- Statistique Canada. [Tableau 25-10-0028-01 : Énergie électrique produite à partir de combustibles, annuel](#)

Utilisation des combustibles par technologie :

- Statistique Canada. [Tableau 25-10-0029-01 : Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel](#)

Taux de chaleur nucléaire et fractions des réservoirs hydroélectriques :

- Environnement et Changement climatique Canada. Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité (CAFE3)

Facteurs d'émission des réservoirs :

- Levasseur, A., Mercier-Blais, S., Prairie, Y. T., A. Tremblay et C. Turpin. 2021. [Improving the Accuracy of Electricity Carbon Footprint: Estimation of Hydroelectric Reservoir Greenhouse Gas Emissions](#). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 136 (février). ([Disponible en anglais seulement](#))

Réseaux électriques américains

Les processus pour les réseaux électriques des États-Unis ont été modélisés en utilisant les données de l'année de référence 2021 du eGrid, publiées en 2023. Les facteurs d'émission pour chaque État ont été directement tirés de la modélisation du eGrid pour l'année 2021.

Les méthodologies et les hypothèses principales pour le calcul des valeurs de consommation de chaleur (en MJ de combustible par kWh d'électricité produite) pour le charbon et le pétrole sont énumérés ci-dessous.

Le charbon

- Les valeurs de consommation de chaleur spécifiques pour chaque État (en MJ/kWh) ont été calculées.
- Quatre autres types de charbon sont couverts par eGrid, mais ils ne sont pas inclus dans le Modèle : le gaz de cokerie (<1 % de l'électricité produite à partir du charbon), le charbon raffiné (20 %), le gaz synthétique dérivé du charbon (<1 %) et les déchets de charbon (<1 %). Les quantités provenant d'eGrid pour ces types de charbons ont donc été réaffectées aux types de charbons couverts par le Modèle (lignite, bitumineux et subbitumineux) dans la proportion dans laquelle ces derniers sont utilisés dans chaque état pour la production d'électricité.

Le pétrole

- La moyenne nationale de consommation de chaleur est utilisée plutôt que les consommations de chaleur spécifique à chaque état en raison de la grande variabilité entre les états.
- Bien que l'utilisation d'huiles usées pour la production d'électricité soit importante à Hawaii et en Alaska, elle n'est pas prise en compte dans le calcul de l'IC, car on suppose que les impacts du « berceau à la porte » des huiles usées à destination des centrales électriques sont négligeables. Les émissions de combustion des huiles usées sont incluses dans les données d'émissions directes d'eGrid.

Les émissions de SF₆ proviennent du tableau 2-11 du « US National Inventory Report » et elles sont mises à l'échelle par kWh à l'aide des données du eGrid. Toutes les données sur les émissions et les quantités de matières premières ont été adaptées à l'aide des données eGrid 2021 pour tenir compte des pertes liées au transport et à la distribution. Un processus à l'échelle nationale américaine a été développé afin de pondérer le niveau de production annuelle nette des États-Unis en fonction de la production annuelle nette de chaque État.

Les quantités de matières premières par kWh ont été calculées à l'aide des données de consommation de combustible à l'usine, par État, dans eGrid. Les émissions des réservoirs sont basées sur la valeur

moyenne des facteurs d'émissions mondiaux de 85g CO₂/kWh et 3g CH₄/kWh indiqués dans [Hertwich, 2013](#). La fraction estimée de l'hydroélectricité qui provient des réservoirs de 1:5 est basée sur des facteurs tirés de [Itten et coll., 2012](#).

Les fractions d'hydroélectricité provenant de réservoirs par État sont présentées dans le **Tableau 3**. Ces valeurs n'ont pas été vérifiées par les provinces ou les services publics.

Tableau 3: Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs par État

Région	Fraction	Région	Fraction
Alabama	0.0161	Massachusetts	0.00714
Alaska	0.0512	Michigan	0.00108
Arizona	0.0112	Minnesota	0.0023
Arkansas	0.0135	Mississippi	0
Californie	0.0146	Missouri	0.00442
Caroline du Nord	0.00896	Montana	0.0742
Caroline du Sud	0.00362	Nebraska	0.00593
Colorado	0.0055	Nevada	0.00932
Connecticut	0.00217	New Hampshire	0.0119
Dakota du Nord	0.00924	New Jersey	0
Dakota du Sud	0.0575	New York	0.0459
Delaware	0	Nouveau-Mexique	0.000701
District de Columbia	0	Ohio	0.000921
Floride	0.000204	Oklahoma	0.00664
Georgie	0.00568	Oregon	0.0907
Hawaï	0.0025	Pennsylvanie	0.00203
Idaho	0.095	Rhode Island	0.000096
Illinois	0.000142	Tennessee	0.026
Indiana	0.000822	Texas	0.000438
Iowa	0.00289	Utah	0.00232
Kansas	0.000106	Vermont	0.104
Kentucky	0.014	Virginie	0.000574
Louisiane	0.00228	Virginie-Occidentale	0.00518
Maine	0.0466	Washington	0.129
Maryland	0.0111	Wisconsin	0.00668
		Wyoming	0.00364

Les sources utilisées pour modéliser la composition des réseaux américains sont énumérées ci-dessous.

Données sur la production d'électricité et composition du réseau :

- U.S. Environmental Protection Agency. (2023). [Emissions & Generation Resource Integrated Database \(eGRID\), 2021](#) (disponible en anglais seulement)

Émissions de SF₆:

- U.S. Environmental Protection Agency. (2023). [Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2021](#) (disponible en anglais seulement)

Les émissions d'hydroélectricité mondiales moyennes

- Environmental Science and Technology. (2013). [Addressing biogenic greenhouse gas emissions from hydropower in LCA](#) (disponible en anglais seulement)

Share of Reservoir in total hydro production:

- Paul Scherrer Institut. (2012). [Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid](#) (disponible en anglais seulement)

Réseaux électriques mexicain

Le processus d'électricité du réseau mexicain a été modélisé en utilisant les données du «El Centro Nacional de Control de Energía» (CENACE) comme principale source de données de 2021 sur la quantité d'électricité produite par type de combustible et par technologie de production d'électricité spécifique. Les sources « Power Technology » et « Global Energy Monitor » ont été utilisées comme sources principales de données pour attribuer une technologie de production d'électricité spécifique à l'électricité produite à partir de la biomasse et de l'hydroélectricité au Mexique.

La composition de l'électricité du réseau mexicain a été déterminée en modélisant la fraction d'électricité produite par les différentes technologies utilisées au Mexique. Les processus du système canadien spécifique à la technologie ont été utilisés comme proxy pour représenter les émissions en amont liées à chaque technologie.

Les sources utilisées pour modéliser la composition du réseau mexicain sont énumérées ci-dessous.

Données générales sur la production d'électricité :

- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2021). [Energía Generada por Tipo de Tecnología](#) (disponible en espagnol seulement)

Données sur les autres technologies de production d'électricité (la biomasse et l'hydroélectricité) :

- Power Technology. (2021). [Data Insights](#) (disponible en anglais seulement)
- Global Energy Monitor. (2021). [Projects](#) (disponible en anglais seulement)

Réseau électrique brésilien

Le processus d'électricité du réseau brésilien a été modélisé en utilisant les données de « Operador Nacional do Sistema Elétrico » (ONS) comme principale source de données de 2021 sur la quantité d'électricité produite par type de combustible, la liste des centrales électriques qui ont produit de l'électricité par type de combustible et la quantité d'électricité produite. Les sources « Power

Technology » et « Global Energy Monitor » ont été utilisées comme sources principales de données pour 2021 pour attribuer une technologie de production d'électricité spécifique à l'électricité produite à partir de la biomasse, du charbon, de l'hydroélectricité et du gaz naturel au Brésil.

La composition de l'électricité du réseau brésilien a été déterminée en modélisant la fraction d'électricité produite par les différentes technologies utilisées au Brésil. Les processus du système canadien spécifique à la technologie ont été utilisés comme proxy pour représenter les émissions en amont liées à chaque technologie. Les sources de déchets industriels n'ont pas été comptabilisés pour le réseau d'électricité brésilien vue leur contribution négligeable au réseau électrique et le manque de données de modélisation relié à la technologie de production d'électricité.

Les sources utilisées pour modéliser la composition du réseau brésilien sont énumérées ci-dessous.

Données générales sur la production d'électricité :

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). (2021). [Geração de Energia](#) (disponible en portugais seulement)

Données sur les autres technologies de production d'électricité (la biomasse, le charbon, l'hydroélectricité et le gaz naturel) :

- Power Technology. (2021). [Data Insights](#) (disponible en anglais seulement)
- Global Energy Monitor. (2021). [Projects](#) (disponible en anglais seulement)

Réseau électrique argentin

Le processus d'électricité du réseau argentin a été modélisé en utilisant les données de production d'électricité et les émissions telles que rapportées par la « Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista » (CAMMESA). Il s'agit de la principale source de données de 2021 sur la quantité d'électricité produite par type de combustible et par technologie de production d'électricité spécifique. La source « Power Technology » a été utilisée comme source principale de données pour attribuer une technologie de production d'électricité spécifique à l'électricité produite à partir de la biomasse en Argentine.

La composition de l'électricité du réseau argentin a été déterminée en modélisant la fraction d'électricité produite par les différentes technologies utilisées en Argentine. Les processus du système canadien spécifique à la technologie ont été utilisés comme proxy pour représenter les émissions en amont liées à chaque technologie. Le processus de combustion du biogaz n'a pas été comptabilisé pour le réseau d'électricité argentin vue sa contribution négligeable au réseau électrique et le manque de données de modélisation relié à la technologie de production d'électricité par biogaz.

Les sources utilisées pour modéliser la composition du réseau argentin sont énumérées ci-dessous.

Données générales sur la production d'électricité :

- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA). (2021). [Informes y Estadísticas](#) (disponible en espagnol seulement)

Données sur les autres technologies de production d'électricité (la biomasse) :

- Power Technology. (2021). [Data Insights](#) (disponible en anglais seulement)

3.3.3 Approche de modélisation de l'électricité excédentaire

L'électricité excédentaire vers le réseau est modélisée selon une méthode d'affectation statique simplifiée et conservatrice. Dans cette méthode, la frontière du système de production de CFIC a été élargie et les émissions associées à l'IC moyenne annuelle de l'électricité du réseau provincial/étatique déplacée par l'électricité excédentaire sont toutes créditées au système de production de CFIC, jusqu'à concurrence d'une IC maximale. L'unité fonctionnelle pour les processus de production d'électricité excédentaire est 1 kWh d'électricité produite et exportée.

Électricité excédentaire vers le réseau pour le Canada et les États-Unis

Les processus pour la production d'électricité déplacée associée à l'électricité excédentaire exportée vers le réseau ont été développés pour les provinces et territoires canadiens, la moyenne nationale canadienne et les États américains. Les processus pour l'électricité excédentaire ont été modélisés en utilisant les mêmes données et la même approche que pour les réseaux électriques (veuillez consulter les sous-section précédentes). Cependant, comme la quantité d'électricité vendue est basée sur la quantité produite, les processus pour l'électricité excédentaire ne considèrent pas le transport et la distribution aux utilisateurs finaux et ne comprennent donc pas les pertes d'électricité et les émissions de SF₆ dans le transport et la distribution.

Électricité excédentaire maximale

L'IC maximale déplacée a été déterminée pour éviter une surestimation des réductions d'émissions résultant de la production d'électricité excédentaire. L'objectif de la méthode était d'attribuer les émissions qui se produisent à l'installation de production de combustible à l'électricité produite sur le site et transférée ou vendue au réseau ou à une installation adjacente, afin de ne pas attribuer ces émissions au système du combustible. L'objectif était de ne pas attribuer les réductions d'émissions qui pouvaient avoir lieu dans le secteur de l'électricité au système de combustible.

Les éléments suivants ont été pris en compte dans le choix de cette méthode:

1. Pour les installations de production de combustibles produisant de l'électricité en excès, la technologie la plus couramment utilisée pour produire de l'électricité sur le site était un système de cogénération.
2. Historiquement, les systèmes de cogénération industrielle sont dimensionnés et exploités pour répondre à la charge thermique requise de l'installation, la production d'électricité étant complémentaire à l'approvisionnement en électricité du réseau pour plus de redondance et de résilience. Il existe quelques exemples de systèmes de cogénération industrielle conçus pour fournir de l'électricité au réseau, mais ils ne sont pas typiques.

Les autres méthodes de modélisation de l'électricité excédentaire vers le réseau présentées ci-dessous, ont été envisagées pour les systèmes de cogénération:

1. L'attribution des émissions basée sur le contenu énergétique de l'électricité et de la chaleur produite par le système de cogénération dans l'installation de production de combustible
2. Le combustible imputable à l'électricité, où les émissions qui auraient été produites par une chaudière pour produire l'énergie thermique requise sont calculées et soustraites des émissions totales du système de cogénération, ne laissant que les émissions liées à l'électricité

Bien que ces autres méthodes auraient été plus précises que la méthode d'allocation statique simplifiée, elles nécessitent des données spécifiques qui ne sont pas disponibles ou qui sont incohérentes en raison de la grande variabilité ayant lieu dans les systèmes de cogénération:

- a) L'énergie électrique produite par le système de cogénération
- b) L'énergie thermique produite par le système de cogénération
- c) La consommation de combustible du système de cogénération, y compris le gaz combustible ou d'autres produits intermédiaires brûlés dans le système de cogénération, ce qui nécessiterait de déterminer l'IC pour le gaz combustible et les produits intermédiaires
- d) Un scénario de référence pour l'intensité des émissions de l'énergie thermique devrait également être choisi pour la méthode du combustible imputable à l'électricité

La méthode d'allocation statique simplifiée a été utilisée pour modéliser l'électricité excédentaire vers le réseau en raison des lacunes de données susmentionnées.

L'IC maximale de 301.4 g CO₂e/kWh a été fixée sur la base de la méthode d'allocation simplifiée. Elle est basée sur l'IC d'une chaudière au gaz naturel ayant un rendement de 71 %, y compris les émissions de combustion (250 g/kWh CO₂e) et les émissions en amont de la production de gaz naturel, basé sur les ensembles de données sur le gaz naturel du modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles.

3.3.4 Approche de modélisation pour les technologies de production d'électricité

La Bibliothèque de données comprend plusieurs processus spécifiques à des technologies pour la production d'électricité (par exemple, par hydroélectricité, réservoir), applicables à l'ensemble du Canada. Elles sont énumérées ci-dessous. Les processus tiennent compte des émissions directes de la production d'électricité, ainsi que des impacts en amont des intrants de la production d'électricité, le cas échéant.

Technologies de production d'électricité disponible dans le Model:

- Biomasse, bois, cogénération
- Biomasse, bois, cycle simple
- Charbon, bitumineux
- Charbon, lignite
- Charbon, subbitumineux
- Diesel
- Mazout lourd
- Hydro, réservoir
- Hydro, au fil de l'eau
- Gaz naturel, cogeneration
- Gaz naturel, cycle combine
- Gaz naturel, chaudière convertie
- Gaz naturel, cycle simple
- Nucléaire, CANDU
- Solaire, rayonnement concentré
- Solaire, photovoltaïque
- Éolienne, Terrestre

Deux séries de processus sont disponibles pour chaque technologie:

- *Production sur le site* : elles comprennent toutes les émissions de GES du cycle de vie jusqu'au moment où l'électricité est prête à être transférée au réseau.
- *Production hors site* : elles comprennent les émissions de GES associées à la production sur site ainsi que celles associées à la transmission et à la distribution jusqu'à l'utilisateur final. Les jeux de données comprennent les émissions de SF₆ produites par les équipements utilisés dans la transmission et la distribution de l'électricité ainsi que les pertes d'électricité.

Pour les processus de production d'électricité sur le site, l'unité fonctionnelle est de 1 kWh d'électricité produite sur le site. Pour les processus de production d'électricité hors site, l'unité fonctionnelle est de 1 kWh d'électricité produite et livrée à l'utilisateur.

Les émissions directes provenant de la production d'électricité et de la consommation de combustible ont été calculées à l'aide du modèle CAFE3. Les données manquantes sont complétées à l'aide de sources documentaires et de données indirectes.

Bien que le CAFE3 contient des jeux de données pour les combustibles utilisés dans la production d'électricité, ces jeux de données ont été remplacés, pour une plus grande cohérence avec le reste du Modèle, par les jeux de données des combustibles dans le Modèle. L'exception concerne l'uranium utilisé dans les centrales nucléaires, pour lequel les données de l'ICV basé sur Ecoinvent v3.6 ont été utilisées.

Les émissions directes de CO₂ provenant de la combustion de charbon lignite et subbitumineux dans le modèle CAFE3 ont des valeurs inférieures comparées aux intensités d'émissions d'autres sources fiables et n'ont donc pas été utilisées. Par conséquent, les valeurs pour ces paramètres ont été calculées en utilisant les facteurs d'émissions de PCS et de CO₂ du RIN (2018).

Les émissions des réservoirs hydroélectriques sont comptabilisées sur la base des émissions nettes de CO₂ et de CH₄ provenant des terres inondées pour produire des réservoirs sur une période de 100 ans (Levasseur et coll., 2021). Bien que ces valeurs soient basées sur les réservoirs du Québec, elles sont utilisées comme variables de substitution pour les émissions de tous les réservoirs du Canada.

Les émissions de SF₆ produites par les équipements utilisés pour le transport et la distribution d'électricité ainsi que les pertes d'électricité sont basées sur les données de 2018 du RIN (tableau A13-1).

Les sources utilisées pour modéliser les technologies de production d'électricité sont énumérées ci-dessous.

Données sur la production d'électricité et composition du réseau :

- Gouvernement du Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#).

Les émissions directes provenant de la production d'électricité et de la consommation de combustible :

- Environnement et Changement climatique Canada. Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité (CAFE3).

Facteurs d'émission des réservoirs :

- Levasseur, A., Mercier-Blais, S., Prairie, Y. T., A. Tremblay et C. Turpin. 2021. [Improving the Accuracy of Electricity Carbon Footprint: Estimation of Hydroelectric Reservoir Greenhouse Gas Emissions](#). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 136 (février). [\(Disponible en anglais seulement\)](#)

3.4 Autres sources d'énergie

La Bibliothèque de données dispose de trois processus de source d'énergie supplémentaires représentant de la vapeur achetée, de la combustion de déchets non biogéniques et de la combustion de gaz combustible.

3.4.1 Vapeur achetée

Le processus de vapeur achetée a été développé avec une unité fonctionnelle de 1 MJ de vapeur générée par une chaudière à gaz naturel. La portée du processus comprend les émissions directes provenant de la combustion du gaz naturel, ainsi que les émissions en amont liées à la production et à la distribution du gaz naturel. Les émissions directes de la chaudière au gaz naturel ont été fixées à 223 g d'CO₂e par kWh de vapeur produite, en supposant un rendement de la chaudière de 80 %. Les processus de gaz naturel dans le Modèle ont été utilisés afin de déterminer la quantité de gaz naturel requise pour produire 1 MJ de vapeur. La modélisation de gaz naturel est décrite dans le **chapitre 3.6**.

3.4.2 Combustion de déchets non biogéniques

Le processus « Combustion de déchets non biogéniques » a été développé pour modéliser la combustion de ces déchets comme combustible. Le processus a été développé avec une unité fonctionnelle de 1 kg de déchets non biogéniques brûlés. La portée du processus ne comprend que les émissions de combustion des déchets non biogéniques utilisés comme combustible. Conformément à l'approche « cut-off » de la règle d'affectation des coproduits (voir le **chapitre 2.6**), la production des déchets non biogéniques est exclue des jeux de données. De plus, le transport jusqu'à l'utilisateur final est exclu, car, dans la plupart des cas, les déchets devraient être produits sur place ou à proximité.

La combustion est modélisée en utilisant le facteur d'émission et le PCS (36,2 MJ/kg) pour la combustion du coke de pétrole comme variable de substitution. Les facteurs d'émissions (CO₂, le CH₄ et le N₂O) reliés à la combustion du coke de pétrole lors de son utilisation à des fins énergétiques dans le secteur des raffineries proviennent du RIN (Gouvernement du Canada, 2018).

3.4.3 Combustion de gaz combustible

Le gaz combustible est un gaz habituellement composé principalement de CH₄ qui est utilisé comme un intrant de combustible. Le gaz combustible contient également d'autres gaz tel que l'eau ou d'autres hydrocarbures. Le Modèle inclut le gaz combustible comme intrant énergétique. Le processus est modélisé en utilisant les valeurs de la combustion de gaz naturel comme variables de substitution. La modélisation de combustion de gaz naturel est décrite au **chapitre 3.6.2**.

3.5 Charges d'alimentation

La Bibliothèque de données contient six grandes catégories de charges d'alimentation pouvant être utilisées dans les filières de CFIC : les graisses animales, les cultures (pois des champs, grains, canne à sucre), les déchets, les fibres ligneuses, et la graisse jaune.

Les sections suivantes présentent l’approche de modélisation et les hypothèses utilisées pour modéliser l’IC associée à la production et/ou à la collecte des six catégories de charges d’alimentation que l’on retrouve dans le dossier « Charges d’alimentation » de la bibliothèque de données.

Il est à noter que d’autres processus peuvent être considéré comme étant des charges d’alimentation. Par exemple, le gaz naturel peut être utilisé comme une charge d’alimentation pour la production d’hydrogène; les processus de gaz naturel se trouve dans le dossier « Combustibles fossiles ». L’extraction et la production de combustibles fossiles sont présentés plus en détail au **chapitre 3.6**. De plus, le Modèle inclus certains processus modifiables qui peuvent être utilisés pour modéliser les processus de charges d’alimentation qui ne sont pas inclus dans la bibliothèque de données. Ces processus sont documentés au **chapitre 4.2**.

3.5.1 Production de graisses animales

Approche de modélisation de la production de graisses animale à partir de sous-produits animaux

La frontière du processus de production de graisses animale commence par le transport des sous-produits animaux de l’abattoir à l’usine d’équarrissage et se termine par la production de graisses animales. Les émissions de GES en amont liées aux sous-produits animaux ne sont pas incluses dans la modélisation car ils sont considérés comme des déchets. On suppose une distance de camionnage de 100 km. Les sous-produits de l’abattoir sont transformés dans une usine d’équarrissage pour produire des graisses animales, avec comme coproduits de la farine de viande et d’os. Le gaz naturel et le mazout lourd sont utilisés pour répondre aux besoins en énergie thermique du processus d’équarrissage, et les valeurs utilisées pour la modélisation sont basées sur les valeurs moyennes prises du tableau 1 de Chen 2017. Les vapeurs de cuisson constituent un flux de déchets et sont exclues des calculs. Une vue d’ensemble des étapes de transformation de la production de graisses animales est présentée à la **Figure 5**.

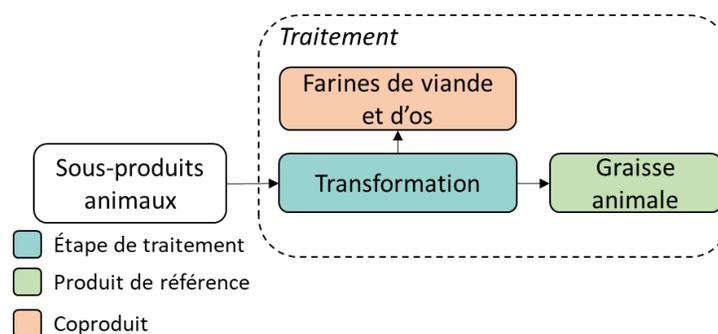


Figure 5: Vue d’ensemble de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

Portée géographique de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

Le Modèle comprend des processus définis aux niveaux provincial et national pour la production de graisse animale au Canada. Tous les processus canadiens ont été basés sur des données américaines sur l’équarrissage des sous-produits animaux. Les processus diffèrent seulement en fonction des réseaux électriques provinciaux utilisés dans le processus d’équarrissage. Cela suppose que le procédé de production ne diffère pas au Canada et que seules les émissions liées à l’électricité diffèrent.

Approche d'affectation pour la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

L'affectation des charges aux farines de viande et d'os et à la graisse animale à l'étape de l'équarrissage est effectuée en fonction de la masse sèche des produits.

Sources de données pour la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

La principale source de données utilisée pour modéliser la production de graisses animales est présentée ci-dessous. Le suif de bœuf a été utilisé comme variable de substitution pour les graisses animales.

- Chen, R., Qui, Z., Canter, C., Cai, H., J. Han et M. Wang. (9 octobre 2017). *Updates on the energy consumption of the beef tallow rendering process and the ration of synthetic fertilizer nitrogen supplementing removed crop residue nitrogen in GREET.*

3.5.2 Cultures agricoles au Canada

La Bibliothèque de données inclut les cultures agricoles suivantes :



Les sections suivantes présentent l'approche de modélisation pour les cultures agricoles. Les cultures sont regroupées en fonction des principales sources de données utilisées pour la modélisation. La première section présente la modélisation pour le maïs, le blé (et le blé dur), l'orge et les pois des champs, la seconde section présente la modélisation pour le sorgho et la troisième section présente la modélisation pour la canne à sucre brésilienne. L'approche de modélisation est similaire entre les deux groupes de cultures présentée dans les première et seconde sections, alors que l'approche de modélisation pour la canne à sucre est différente. Pour chacune de ces charges d'alimentation, l'unité fonctionnelle est 1 kg de culture sèche à la ferme.

Approche de modélisation pour la culture du maïs, du blé, de l'orge et des pois des champs

Les frontières de chaque jeu de données sur les cultures comprennent toutes les activités de terrain liées à la production végétale (de la préparation du sol à la récolte et au stockage). Cela exclut la phase ultérieure de transport, de distribution, de transformation et d'utilisation des cultures récoltées. L'ICV de chaque culture a été modélisé d'après des études d'ACV de 2022 pour les principales cultures de la TRCCD.

Chaque culture a été modélisée à l'aide de huit procédés de production : travail du sol, semis, irrigation¹², application d'engrais et de pesticides, récolte, transport du produit du champ jusqu'au silo de la ferme et

¹² Seule la consommation d'énergie pour l'irrigation a été prise en compte; l'eau d'irrigation n'a pas été incluse dans le modèle, car elle ne relève pas de la portée du Modèle.

stockage (incluant aération/séchage). La consommation de combustible et d'énergie ainsi que les intrants agricoles comme les engrais, les pesticides et les semences ont été pris en compte pour tous les processus. La **Figure 6** illustre les flux du processus, qui comprend les intrants pris en compte ainsi que l'unité fonctionnelle.

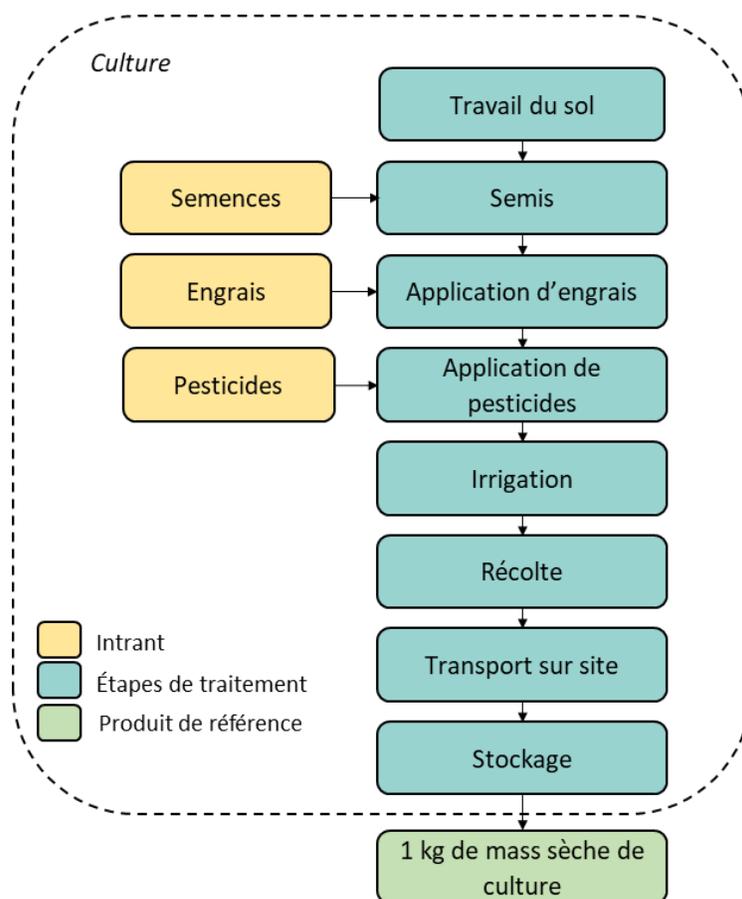


Figure 6 : Vue d'ensemble de la culture des charges d'alimentation agricoles, qui représente l'étape du cycle de vie de la production des charges d'alimentation

Les techniques de travail du sol (c'est-à-dire le travail conventionnel ou intensif du sol, le travail réduit du sol et le semis direct ou la culture sans travail du sol) ont été prises en compte pour le calcul de la consommation d'énergie sous forme de consommation de diesel, d'émissions directes de N_2O et de modifications du carbone du sol.

La portée du Modèle comprend également les émissions directes et indirectes de N_2O provenant des apports d'azote (engrais azotés, résidus de culture et azote minéralisé du sol) ainsi que la séquestration du CO_2 et les émissions résultant des pratiques de gestion des terres. Les émissions de N_2O pour les cultures au Canada ont été calculées à l'aide de facteurs d'émission de niveau 2 tirés des rapports de la TRCCD, qui tiennent compte du type de travail du sol, des pratiques d'irrigation et de la topographie.

Conformément à l'approche adoptée dans le RIN (2023), les émissions de carbone associées aux changements du COS au Canada sont incluses pour les deux pratiques de gestion des terres suivantes :

- Changements dans la productivité des cultures et dans l'apport de carbone par les résidus de cultures
- Changements dans les méthodes de travail du sol (c'est-à-dire aucun travail du sol, travail du sol réduit et travail conventionnel)

Les données de la TRCCD sur le COS qui ont été incluses dans le Modèle ont couvert les changements dans le carbone du sol jusqu'en 2020.

Tel que justifié dans le rapport de TRCCD, les éléments suivants ont été exclus de la portée de l'ICV soit à cause d'un manque de données, soit à cause que la contribution de certains de ces intrants à l'IC était négligeable :

- La production à la ferme d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la combustion de la biomasse
- Les activités auxiliaires à la ferme, comme l'éclairage et le chauffage de la zone de travail;
- La fabrication, l'entretien et le déclassement des biens d'équipement (par exemple, machines, camions, infrastructures)
- Le transport de pesticides et d'engrais entre l'usine de fabrication et la ferme.
- Les déchets ou les coproduits, comme:
 - Élimination des déchets de traitement
 - Coproduits de la paille et de la canne de maïs
 - Émissions liées à l'épandage du fumier

De plus, les émissions de carbone associées aux modifications des proportions des cultures annuelles et pérennes ont été exclues parce que des préoccupations méthodologiques liées à l'application des valeurs canadiennes de COS aux cultures américaines ont été soulevées¹³.

En ce qui concerne l'exclusion des engrais organiques comme le fumier, le Modèle utilise l'approche par défaut des lignes directrices du *Livestock Environmental Assessment and Performance*¹⁴ qui consiste à considérer le fumier comme un coproduit résiduel des systèmes d'élevage. Les émissions et l'utilisation des ressources liées au stockage et à l'épandage du fumier sont donc allouées à l'exploitation de l'élevage. Dans cette approche, les émissions de N₂O associées à l'épandage du fumier sont également allouées à la production animale.

Portée géographique des cultures agricoles au Canada

Il y a un processus agrégé disponible pour chaque culture, chaque culture ayant une IC unique. Chaque processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique. Les données de l'ICV des charges d'alimentation agricoles ont été recueillies et compilées pour chaque province, à l'exception de Terre-Neuve-et-Labrador. Une moyenne pondérée des jeux de données provinciaux a ensuite été calculé pour chaque culture en utilisant des données de moyenne de production de Statistique Canada de 2018/2020. Le **Tableau 4** indique les régions qui ont été incluses dans le calcul de l'IC de chaque culture.

¹³ Cette approche sera réévaluée en 2026.

¹⁴ FAO. 2016. Partenariat pour l'évaluation et la performance environnementale de l'élevage (LEAP). [Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture](#).

Tableau 4 : Portée géographique pour l’orge, le maïs, le blé (dur et non dur) et les pois des champs inclus dans le Modèle

Culture	Alb.	C.-B.	Man.	N.-B.	T.-N.-L.	N.-É.	Ont.	Î.-P.-É.	Qc	Sask.
Orge	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Maïs	Oui	Non	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Blé (dur)	Oui	Non	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Blé (non dur)	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Pois des champs	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Oui	Non	Oui

Les données provinciales ont été calculées en utilisant les moyennes pondérées des données régionales au niveau de l’unité de rapprochement (UR) lorsqu’elles étaient disponibles. Les UR sont les entités géographiques formées par l’intersection des écozones terrestres du Canada avec les frontières provinciales et territoriales. Ces unités sont utilisées pour rapprocher les données de plusieurs organismes du gouvernement du Canada. La **Figure 7** montre la répartition des UR au Canada.

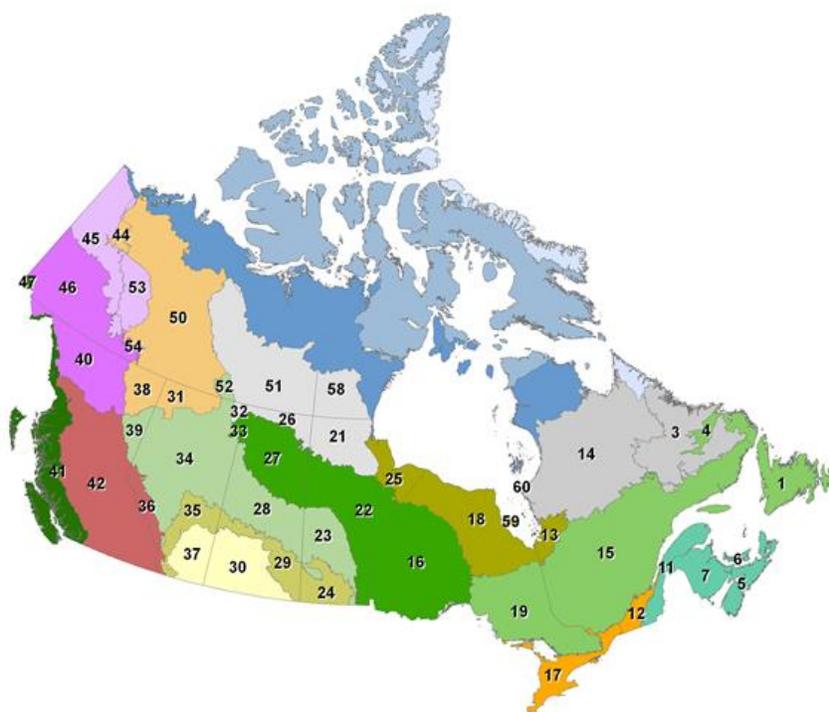


Figure 7 : Les UR au Canada¹⁵

Affectation des cultures agricoles au Canada

Les cultures génèrent des résidus agricoles qui sont laissés dans les champs. Le Modèle considère ces résidus comme étant des déchets (c’est-à-dire pas un coproduit) de la culture végétale et l’approche

¹⁵ Ressources naturelles Canada. [SNSCPRCF - Cadre spatial](#).

« cut-off » est appliquée (voir le **chapitre 3.5.3**). Aucune autre règle d'affectation n'a été appliquée au jeu de données de l'ICV des cultures agricoles.

Sources de données pour les cultures agricoles au Canada

Le *Rapport méthodologique sur l'empreinte carbone* de la TRCCDE ainsi que les rapports de la TRCCD sur les cultures spécifiques au blé, à l'orge et aux pois des champs ont constitué les principales sources de données pour la compilation des ICV. La plupart des ICV pour le maïs ont été établis en utilisant les mêmes sources de données, tirées des rapports de la TRCCD et l'approche de modélisation est restée la même ((S&T)² Consultants Inc. 2022f). Les études de la TRCCD représentent la meilleure source disponible de données d'ICV des grandes cultures au Canada.

Les rapports de la TRCCD détaillent l'empreinte carbone du blé, de l'orge et des pois des champs au Canada en utilisant diverses sources de données : statistiques nationales, budgets provinciaux des grandes cultures et enquêtes agricoles, données des associations agricoles provinciales et données bibliographiques. Les rapports contiennent des informations détaillées sur les taux d'utilisation d'engrais, de pesticides et de semis ainsi que les valeurs de consommation d'énergie pour la production des cultures. Bien que les sources de données varient parfois d'une culture à l'autre en fonction de la disponibilité des données, l'approche de modélisation est cohérente pour toutes les cultures. La méthode et les sources de données sont également cohérentes avec celles utilisées dans le RIN en ce qui concerne les émissions de N₂O provenant des sols gérés et des pratiques de gestion des terres.

Les IC liées à la production d'engrais et de pesticides pour les activités de terrain ont été modélisées. Des explications plus détaillées sont fournies au **chapitre 3.1.2**. Les principales sources de données permettant de modéliser les charges d'alimentation agricoles sont présentées ci-dessous.

- (S&T)² Consultants Inc. (2010). [Life cycle analysis of canola biodiesel](#). Winnipeg, MC: Canola Council of Canada. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022a). [Updated Carbon Footprint for Canadian Barley](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022b). [Updated Carbon Footprint for Canadian Canola](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022c). [Updated Carbon Footprint for Canadian Dried Peas](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022d). [Updated Carbon Footprint for Canadian Durum Wheat](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022e). [Updated Carbon Footprint for Canadian Wheat](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022f). [Updated Carbon Footprints for Major Canadian Grains Methodology Report](#). Ottawa, ON: Table ronde canadienne sur les cultures durables. (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2018a). [Crop Planning Guide](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2018b). [Specialty Crop Report](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)

- Agriculture (2019a). [Crop Planning Guide](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2019b). [Specialty Crop Report](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2020a). [Crop Planning Guide](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2020b). [Specialty Crop Report](#). Regina, SK: Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement)
- CECPA 2016. Centre d'études sur les coûts de production en agriculture (2016). [Rapport final: Étude sur les coûts de production Céréales, maïs-grain et oléagineux 2014](#).
- Chen, R., Qin, Z., Han, J., Wang, M., Taheripour, F., Tyner, W., Duffield, J. (2018). [Life cycle energy and greenhouse gas emission effects of biodiesel in the United States with induced land use change impacts](#). *Bioresource technology*, 251, 249-258. (Disponible en anglais seulement)
- Farm & Food Care Ontario (2014). [Ontario Pesticide Survey \(2013/2014\)](#). (Disponible en anglais seulement)
- MAAARO (2022). Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario (2022). [Publication 811F : Guide agronomique des grandes cultures](#).
- MAAARO (2024). Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires rurales de l'Ontario (2024). [Publication 60F : Budgets des grandes cultures](#).
- MASC (2020). Société des services agricoles du Manitoba. 2020. [Manitoba Management Plus Program. Yield by Soil Type Browser](#).
- Manitoba (2022). Société des services agricoles du Manitoba (2022). [Cropplan Production Cost calculator version 3.0. Cost of Production / Marketing / Management. 2022 Crop Year](#). (Disponible en anglais seulement)
- Shonnard, D., Williams, L., & Kalnes, T. (2010). [Camelina-derived jet fuel and diesel: Sustainable advanced biofuels](#). *Environ. Prog. Sustainable Energy*, 29, 382-392. (Disponible en anglais seulement)
- Statistics Canada. [Tableau : 32-10-0002-01 Estimation de la superficie, du rendement et de la production des principales grandes cultures par régions de données intra-provinciales, en unités métriques et impériales](#).
- Statistics Canada. [Tableau : 32-10-0038-01 Expéditions d'engrais vers le marché agricole canadien et les marchés d'exportation, selon le type de produit et la campagne de fertilisation, données cumulatives \(x 1 000\)](#).
- Stratus Ag Research (2017). Fertilizer Use Survey – Ontario Report (2016 Crop Year). (Disponible en anglais seulement)
- Stratus Ag Research (2018). Fertilizer Use Survey (2017 Crop Year). (Disponible en anglais seulement)
- Stratus Ag Research (2020). Fertilizer Use Survey (2019 Crop Year). (Disponible en anglais seulement)
- Stratus Ag Research (2021). Fertilizer Use Survey (2020 Crop Year) Ontario. (Disponible en anglais seulement)

- USDA (2010). United States Department of Agriculture (2010). Agricultural Resource Management Survey (ARMS), conducted by the National Agricultural Statistics Service and the Economic Research Service. [USDA Corn and Other Feed Grains](#). (Disponible en anglais seulement)
- USDA 2012. United States Department of Agriculture (2012). Agricultural Resource Management Survey (ARMS), conducted by the National Agricultural Statistics Service and the Economic Research Service. [USDA Soybean and Oil Crops](#). (Disponible en anglais seulement)

Approche de modélisation pour le sorgho

Le jeu de données pour le sorgho a été généré à partir d'un rapport élaboré pour ECCC par la société de conseil Quantis. Comme pour la modélisation des autres cultures, les frontières du jeu de données du sorgho tenaient compte de toutes les activités de terrain liées à la production végétale (de la préparation du sol à la récolte et au stockage) et ont exclu la phase ultérieure de transport, de distribution, de transformation et d'utilisation des céréales et des oléagineux récoltés. L'ICV des cultures internationales a été modélisé à partir des données générées par l'outil geoFootprint. Ce dernier a été développé par Quantis et modélise l'empreinte des produits agricoles de base dans le monde entier en tenant compte des conditions environnementales locales (sol et climat) en conjonction avec les meilleures estimations des pratiques régionales de gestion agricole. L'outil repose entièrement sur des données publiques qui ont été consolidées et harmonisées. Toutes les étapes de la modélisation, les hypothèses et les sources de données sont décrites dans la documentation technique de geoFootprint qui est accessible au public sur leur site Web¹⁶.

Le sorgho a été modélisé à l'aide des mêmes huit procédés de production que des autres cultures incluses dans la Bibliothèque de données : travail du sol, semis, irrigation¹⁷, application d'engrais et de pesticides, récolte, transport du produit du champ jusqu'au silo de la ferme et stockage (y compris l'aération/le séchage). La consommation de combustible et d'énergie ainsi que les intrants agricoles comme les engrais, les pesticides et les semences ont été pris en compte pour tous les processus.

De la même façon, les techniques de travail du sol (c'est-à-dire le travail conventionnel ou intensif du sol, le travail réduit du sol et le semis direct ou la culture sans travail du sol) ont été prises en compte pour le calcul de la consommation d'énergie sous forme de consommation de combustible diesel, d'émissions directes de N₂O et de modifications du carbone dans le sol.

¹⁶Reinhard, J., X. Bengoa et A. Liernur. (2021) : [geoFootprint, documentation technique \(en anglais\). Version 1, février 2021](#). Quantis, Lausanne, Suisse.

¹⁷ Seule la consommation d'énergie pour l'irrigation a été prise en compte; l'eau d'irrigation n'a pas été incluse dans le Modèle, car elle ne relève pas de la portée du Modèle.

Les émissions de N₂O pour les cultures internationales sont calculées à l'aide d'une équation modifiée de niveau 1 du GIEC. Les données ont été collectées pour l'approche de modélisation de l'empreinte géologique du N₂O à l'aide du modèle de Bouwman¹⁸, tel que mis en œuvre par le Cool Farm Tool¹⁹.

Les émissions de carbone associées aux changements du COS provenant des deux pratiques de gestion des terres suivantes sont incluses :

- Changements dans la superficie en jachère
- Changements dans les méthodes de travail du sol (c'est-à-dire, aucun travail du sol, travail du sol réduit et travail conventionnel)

Les valeurs moyennes pondérées de la zone de récolte du Canada pour les changements de COS ont été appliquées aux cultures internationales.

La portée de la modélisation pour le développement de l'ICV du sorgho est alignée sur la portée des autres cultures et exclut les éléments suivants :

- Les émissions de carbone associées avec aux changements du COS provenant de modifications aux proportions de cultures annuelles et pérennes;
- La production à la ferme d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la combustion de la biomasse;
- Les activités auxiliaires à la ferme, comme l'éclairage et le chauffage de la zone de travail;
- La fabrication, l'entretien et le déclassement des biens d'équipement (ex. : machines, camions, infrastructures);
- Le transport de pesticides et d'engrais entre l'usine de fabrication et la ferme;
- Les déchets ou les coproduits, comme :
 - L'élimination des déchets de traitement;
 - Les coproduits de la paille et de la canne de maïs;
 - Les émissions liées à l'épandage du fumier.

Les engrais organiques, comme le fumier, ont été exclus de la portée.

Portée géographique du sorgho

Les données d'ICV pour le sorgho ont été générées par l'outil geoFootprint. L'ICV du sorgho a été basé sur des données des É.-U. Les intrants énergétiques et les intrants de matière (par exemple, les engrais, les pesticides, le diesel, etc.) ont été modélisés en utilisant des jeux de données du Modèle. Une moyenne pondérée des données régionales du Kansas, du Missouri, du Nebraska et du Texas a été utilisée pour créer un processus dans la bibliothèque de données.

¹⁸ Bouwman, A. F., L. J. M. Boumans et N. H. Batjes. (2002). « [Modeling global annual N2O and NO emissions from fertilized fields](#) ». *Glob Biogeochem Cycles* 16:28-29. (Disponible en anglais seulement)

¹⁹ Kayatz, B., van Tonder, C., J. Hillier et coll. (2020) Cool Farm Tool, document technique (en anglais). Cool Farm Alliance, Royaume-Uni.

L'unité géographique d'analyse de geoFootprint (le niveau le plus fondamental auquel les données sont conservées et traitées) est la cellule de grille. GeoFootprint fonctionne avec une résolution de cellule de grille de 5 x 5 minutes d'arc (c.-à-d. 10 x 10 km à l'équateur) et geoFootprint agrège les cellules de grille au niveau de l'État. Pour chaque état, un nombre spécifique de cellules de grille est considéré dans l'agrégation. Les cellules de grille incluses dans l'agrégation doivent avoir un volume de production mis à l'échelle supérieur à un seuil donné. Pour le sorgho, le seuil est de 20.00 tonnes métriques par cellule de grille.

Affectation du sorgho

Les résidus agricoles qui sont laissés dans les champs sont considérés comme des déchets (c'est-à-dire pas un coproduit) de la production végétale et l'approche « cut-off » est appliquée (voir le **chapitre 3.5.3**). Aucune autre règle d'affectation n'a été appliquée au jeu de données d'ICV des cultures agricoles.

Sources de données pour le sorgho

L'outil geoFootprint a été la principale source de données pour la compilation des inventaires des cultures à l'étranger.

L'outil utilise deux groupes de données brutes comme base. Le premier groupe de données est constitué de jeux de données d'ICV consolidées représentant les pratiques de culture au niveau national. Ces données proviennent de la base de données *World Food LCA*²⁰ (WFLDB) et de la base de données Ecoinvent²¹ (Weidema et al., 2013). Ces données sont toutes rasterisées et harmonisées en ce qui concerne leur résolution et leur système de projection, puis superposées pour créer des ICV spécifiques aux cellules de la grille. Lorsque des données spatiales plus granulaires sont disponibles pour un paramètre donné, elles remplacent la valeur extraite de l'inventaire par défaut au niveau du pays. Le second groupe de données, un référentiel de données géospatiales accessibles au public pour les paramètres clés reflétant certaines pratiques de gestion agricole (par exemple, les surfaces récoltées, les rendements, les taux d'application d'engrais, les taux d'application de fumier) et les conditions environnementales (par exemple, le pH du sol, la teneur en argile du sol, le stock de COS, la température, les précipitations).

Certaines données d'une importance capitale (c'est-à-dire la surface récoltée, le volume de production, le rendement) sont extraits du consortium *EarthStat*²² (Monfreda, 2008), qui a modélisé les propriétés culturelles attendues pour 172 cultures à une résolution de 10 x 10 km dans le monde entier, pour l'année 2000. Dans geoFootprint, ces données sont donc mises à l'échelle pour fournir la meilleure

²⁰ Nemecek, T., Bengoa, X., Lansche, J., Roesch, A., Faist-Emmenegger, M., V. Rossi et S. Humbert. (2019) *Methodological Guidelines for the Life Cycle Inventory of Agricultural Products*. Version 3.5, décembre 2019. Base de données World Food LCA (WFLDB). Quantis et Agroscope, Lausanne et Zurich, Suisse.

²¹ Weidema, B. P., Bauer, C., Hirschier, R., Mutel, C., Nemecek, T., Reinhard, J., C. O. Vadenbo. et G. Wernet. (2013). Vue d'ensemble et méthodologie. « Data Quality Guideline for the Ecoinvent Database Version 3 ». Rapport Ecoinvent 1(v3). St. Gallen : The Ecoinvent Centre.

²² Monfreda, C., N. Ramankutty et J. A. Foley (2008). « [Farming the planet: 2. Geographic distribution of crop areas, yields, physiological types, and net primary production in the year 2000](#) ». *Glob Biogeochem Cycles*, vol. 22. (Disponible en anglais seulement)

représentation possible de ces propriétés en 2016. Une liste complète des paramètres et des sources de données se trouve dans le **Tableau 5**.

Tableau 5 : Paramètres et sources de données dans geoFootprint

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
Superficie de culture récoltée	EarthStat (Monfreda, 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données FAOSTAT ²³ de (1999-2001) à (2015-2017)	Somme
Rendement	EarthStat (Monfreda, 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données FAOSTAT ²³ de (1999-2001) à (2015-2017)	Moyenne pondérée des volumes de production
Volume de production	EarthStat (Monfreda, 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données FAOSTAT ²³ de (1999-2001) à (2015-2017)	Somme
Prélèvement d'eau pour l'irrigation	PNW ²⁴ (Mekonnen et Hoekstra, 2011)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Irrigation de surface	WFLDB (Nemecek et coll. 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Irrigation par aspersion	WFLDB (Nemecek et coll. 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays

²³ FAO (2020) [Base de données FAOSTAT](#).

²⁴ Mekonnen, M. M. et A. Y. Hoekstra. (2011). « [The green, blue and grey water footprint of crops and derived crop products](#) ». *Hydrol Earth Syst Sci Discuss*, 8 : 763-809. (Disponible en anglais seulement)

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
Irrigation au goutte-à-goutte	WFLDB (Nemecek et coll. 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Engrais azotés	EarthStat (Monfreda, 2008)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Engrais phosphorés	EarthStat (Monfreda, 2008)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Engrais potassique	EarthStat ²⁵ (Mueller et coll., 2012)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Consommation de combustible	WFLDB (Nemecek et coll. 2019) Ecoinvent (Weidema et coll., 2013)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Protection des cultures	WFLDB (Nemecek et coll. 2019) Ecoinvent (Weidema et coll., 2013)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Stock de COS	Grilles de sol ISRIC ²⁶ (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple

²⁵ Mueller, N. D., Gerber, S. J., M. Johnston et coll. (2012). « [Closing yield gaps through nutrient and water management](#) ». *Nature* 490 : 254-257. (Disponible en anglais seulement).

²⁶ Hengl, T., de Jesus, J. M., R. A. MacMillan et coll. (2014). « [SoilGrids1km - Global Soil Information Based on Automated Mapping](#) ». *PLoS ONE* 9 : e105992. (Disponible en anglais seulement)

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
Teneur en argile	Grilles de sol ISRIC ²⁶ (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Teneur en limon	Grilles de sol ISRIC ²⁶ (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Teneur en sable	Grilles de sol ISRIC ²⁶ (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Précipitations	GAEZ ²⁷ (FAO, IIASA, 2009)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Température	GAEZ ²⁷ (FAO, IIASA, 2009)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple

Approche de modélisation pour la canne à sucre

Les données utilisées pour modéliser le processus pour la canne à sucre proviennent de l'outil RenovaCalc du programme de certification RenovaBio mis en œuvre par le gouvernement brésilien en 2019 et 2020. Dans le cadre de ce programme, les producteurs devaient soumettre des données sur l'IC de l'éthanol dérivé de la canne à sucre qu'ils produisaient, y compris pour la culture de la canne à sucre. RenovaBio sert également de source de données d'entrée pour d'autres publications traitant de la culture de la canne à sucre au Brésil qui sont mentionnées dans la section *Sources de données pour la canne à sucre*.

La modélisation prend en compte les données d'entrée matériel, d'entrée énergétique et de sortie suivante pour le calcul de l'IC :

- Engrais synthétiques
- Épandage de pesticides
- Besoins énergétiques directs sur le site
 - Consommation de combustibles (biodiesel, essence, diesel, éthanol)
 - Électricité (modélisée avec le réseau électrique brésilien dans le Modèle)

²⁷ FAO/IIASA/ISRIC/ISS-CAS/JRC. (2009). « Harmonized World Soil Database » (version 1.1). FAO et IIASA, Rome, Italie et Luxembourg, Autriche.

- Émissions directes et indirectes de N₂O (volatilisation et lixiviation)
- Émissions provenant des pratiques de brûlage
- Émissions en amont associées à l'amendement du sol
- Émissions provenant de l'épandage de calcaire et d'urée

Pour les données sur le taux d'application des pesticides, les hypothèses du calculateur d'IC des charges d'alimentation de GREET 2023 ont été utilisées. Les facteurs d'émissions de N₂O désagrégés du GIEC 2019 pour un climat humide ont été utilisés pour le facteur d'émission direct et indirect volatisé (EF1 et EF4), tandis que les valeurs agrégées du GIEC 2019 ont été utilisées pour le facteur d'émission lixivié indirect (EF5) et les fractions lessivées et volatilisées à partir d'engrais synthétiques et organiques (GIEC 2019, tableaux 11.1 et 11.3).

Portée géographique de la canne à sucre

Le processus du Modèle correspond à la culture de la canne à sucre au Brésil. Le processus utilise des données agrégées provenant d'un total de 67 usines de production d'éthanol au Brésil qui ont publié leurs données de performance pour examen public, y compris des données sur la culture de la canne à sucre.

Affectation de la canne à sucre

Aucune allocation n'est exigée pour le processus de culture de la canne à sucre.

Sources de données pour la canne à sucre

- RenovaBio (2021). RenovaCalc Life Cycle Assessment tool, Version 7, published on July 4, 2021 and made available on the [Brazilian government's website \(disponible en portugais seulement\)](#)
- Don O'Connor, (S&T)² Consultants Inc. IEA Bioenergy: Task 39. Life Cycle Inventory Data for Brazilian Sugarcane Production. February 2022.
- Xinyu Liu, Hoyoung Kwon, Michael Wang, and Don O'Connor (2023). [Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Brazilian Sugar Cane Ethanol Evaluated with the GREET Model Using Data Submitted to RenovaBio](#). Environmental Science & Technology 2023 57 (32), 11814-11822 DOI: 10.1021/acs.est.2c08488 (disponible en anglais seulement)
- Wang, Michael, Elgowainy, Amgad, Lu, Zifeng, Baek, Kwang H., Bafana, Adarsh, Benavides, Pahola T., Burnham, Andrew, Cai, Hao, Cappello, Vincenzo, Chen, Peter, Gan, Yu, Gracida-Alvarez, Ulises R., Hawkins, Troy R., Iyer, Rakesh K., Kelly, Jarod C., Kim, Taemin, Kumar, Shishir, Kwon, Hoyoung, Lee, Kyuha, Lee, Uisung, Liu, Xinyu, Masum, Farhad, Ng, Clarence, Ou, Longwen, Reddi, Krishna, Siddique, Nazib, Sun, Pingping, Vyawahare, Pradeep, Xu, Hui, and Zaines, George. Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model[®] (2023 .Net). Computer Software. USDOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). Jan. 2023. [GREET 2023 Feedstock CI Calculator](#). Developed by Argonne National Laboratories (disponible en anglais seulement)
- IPCC (2019). 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories; 2019., [Chapter 11: N2O Emissions from Managed Soils, and CO2 Emissions from Lime and Urea Application](#). (disponible en anglais seulement)

3.5.3 Résidus de cultures agricoles

Approche de modélisation pour l'exploitation des résidus de cultures agricoles

Le Modèle inclut un processus agrégé qui modélise la collecte des résidus de cultures agricoles. Ces résidus comprennent les parties hors-sol des plants de maïs et de blé qui sont restées dans les champs après la récolte. Le processus de résidus de culture inclus dans le Modèle représente une moyenne de la canne de maïs, de la paille de blé et de la paille de blé dur. Par conséquent, le jeu de données n'est applicable qu'aux résidus de la production de maïs et de blé.

Étant donné que la plupart des résidus de culture sont actuellement laissés sur les champs, ils sont traités comme des déchets dans le Modèle. Ainsi, aucun impact relié à la production des cultures n'est alloué aux résidus. Cependant, la modélisation des résidus de culture inclut l'utilisation de diesel pour la collecte de ces résidus, ainsi qu'un apport d'engrais azoté pour compenser l'apport en azote des résidus de culture collectés. En outre, comme les résidus contiennent de l'azote (N) qui est retiré du champ, celui-ci aura besoin, l'année suivante, d'un apport supplémentaire d'azote provenant d'engrais azotés. La quantité d'azote contenue dans les résidus est calculée à l'aide des données de Thiagarajan et coll. (2018) sur la teneur en azote des cannes de maïs et de la paille de blé.

La consommation d'énergie pour la collecte des résidus est modélisée à partir des données compilées par Withman et coll. (2011) sur la consommation en carburant des machines agricoles. La consommation de carburant est estimée par hectare pour une collecte à passages multiples avec des machines agricoles conventionnelles et tient compte de la quantité de résidus par hectare. Cette dernière est estimée, par hectare, à l'aide d'un rendement relatif de résidus de cultures par kg de cultures provenant de Janzen et coll. (2003). Le processus de collecte produit une unité fonctionnelle de 1 kg de résidus secs de culture à la sortie de l'exploitation (avant le transport vers l'installation de production de CFIC).

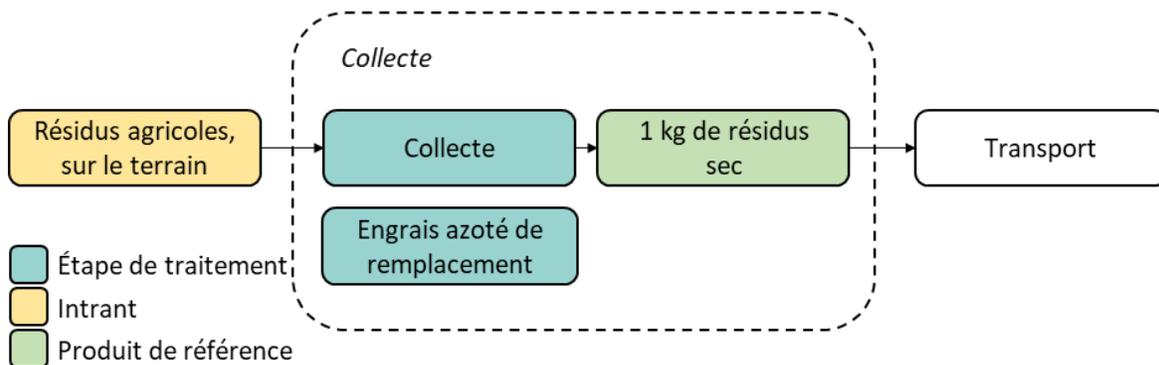


Figure 8 : Vue d'ensemble du processus de collecte des résidus de culture

Portée géographique de la collecte des résidus de cultures agricoles

Le processus a été modélisé en utilisant des données canadiennes, mais peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la collecte des résidus de cultures agricoles

Les résidus agricoles sont considérés comme des déchets des cultures agricoles et l'approche « cut-off » est donc appliquée. L'approche par expansion des frontières du système est appliquée pour tenir

compte de la production d'engrais azotés appliquée pour compenser la perte d'azote contenu dans les résidus agricoles collectés.

Sources de données pour la collecte des résidus de cultures agricoles

La teneur en azote et le rendement des résidus de culture ont été modélisés à partir de Thiagarajan et coll. (2018). La consommation de diesel pour la récolte par kilogramme de résidus a été estimée à partir des données de rendement provenant des rapports de la TRCCD et de Janzen et coll. (2003) et la consommation moyenne de carburant par hectare est estimée selon Withman et coll. (2011). Les sources de données sont résumées ci-dessous.

Teneur en azote des résidus de culture

- Thiagarajan, A., Fan, J., McConkey, B.G., H. Janzen et C. A. Campbell (2018). (2018). « Dry matter partitioning and residue N content for 11 major field crops in Canada adjusted for rooting depth and yield ». *Can. J. Soil Sci.* 98 : 574-579

Utilisation du diesel pour la collecte des résidus de culture

Données de rendement des rapports de la TRCCD :

- (S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint for Canadian Grain Corn*. Winnipeg, Man. : Table ronde canadienne sur les cultures durables
- (S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint For Canadian Wheat*. Winnipeg, Man. : Table ronde canadienne sur les cultures durables

Rendement relatif des résidus de culture :

- Janzen, H., Beauchemin, K., Bruinsma, Y., Campbell, C., Desjardins, R., B. H. Ellert et E. G. Smith. (2003). « The fate of nitrogen in agroecosystems: An illustration using Canadian estimates ». *Nutrient Cycling in Agroecosystems*. 67. 85-102. 10.1023/A:1025195826663

Consommation de diesel par hectare :

- Whitman, T., S. F. Yanni et J. K. Whalen. (2011). *Analyse du cycle de vie de la production de cannes de maïs pour l'éthanol cellulosique au Québec*. *Can. J. Soil Sci.* 91 : 997-1012

3.5.4 Autres déchets

Approche de modélisation pour les autres déchets

Les déchets provenant de diverses activités agricoles, commerciales et industrielles peuvent être utilisés comme charges d'alimentation pour de nombreuses filières de production de CFIC, notamment l'éthanol, le biodiesel, le biogaz/GNR et l'hydrogène.

Le Modèle inclut trois processus génériques pour les déchets (deux pour les déchets biogéniques et un pour les déchets non biogéniques) qui peuvent être utilisés pour modéliser des déchets autres que les charges d'alimentation déjà incluses dans la bibliothèque de données. Conformément à l'approche d'affectation « cut-off », aucun facteur d'émission n'est associé à ces processus. Ceux-ci sont toutefois différenciés en fonction du contenu en carbone biogénique et non biogénique des déchets. Cette distinction est importante pour l'étape du cycle de vie de la combustion du combustible (voir **chapitre 3.7.1**).

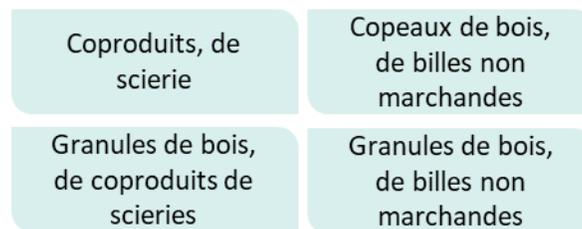
Cependant, lorsqu'un déchet est utilisé comme charge d'alimentation pour la production de combustible, le transport et le traitement de ces déchets devraient être inclus dans le cycle de vie de combustible en utilisant les processus pertinents de la bibliothèque de données du Modèle.

L'utilisation des déchets pour la production de combustible peut prévenir des émissions qui auraient lieu si les déchets n'étaient pas utilisés comme charges d'alimentation. Par exemple, le fumier de bétail utilisé pour produire du biogaz ou du GNR peuvent prévenir des émissions de CH₄ reliées aux pratiques de gestion du fumier. Bien que les processus des déchets dans le Modèle n'incluent aucune quantité prédéfinie d'émissions évitées, le Modèle permet aux utilisateurs de saisir la quantité d'émissions évitées dans les processus des déchets. La méthodologie pour calculer ces émissions évitées peut varier selon le programme pour lequel le Modèle est utilisé.

3.5.5 Production de fibres ligneuses au Canada

Approche de modélisation pour la production de fibres ligneuses

Le secteur forestier canadien génère une multitude de types de fibres ligneuses pouvant être utilisées comme charges d'alimentation pour la production de CIFC. Celui-ci est un système bien intégré de produits et de procédés qui proviennent tous de la récolte de bois sur pied dans les forêts canadiennes, ce qui donne lieu à une grande variété d'utilisations intermédiaires et de produits et d'usages finaux. Le Modèle comprend les charges d'alimentation de fibres ligneuses suivantes:



La **Figure 9** présente le flux du processus touchant les différentes fibres ligneuses dans le Modèle ainsi que les interactions entre elles. L'étape de la production de charge d'alimentation du cycle de vie comprend la récolte et le traitement des sources de charges d'alimentation susmentionnées et se termine par la production des principales charges d'alimentation à partir de fibres ligneuses.

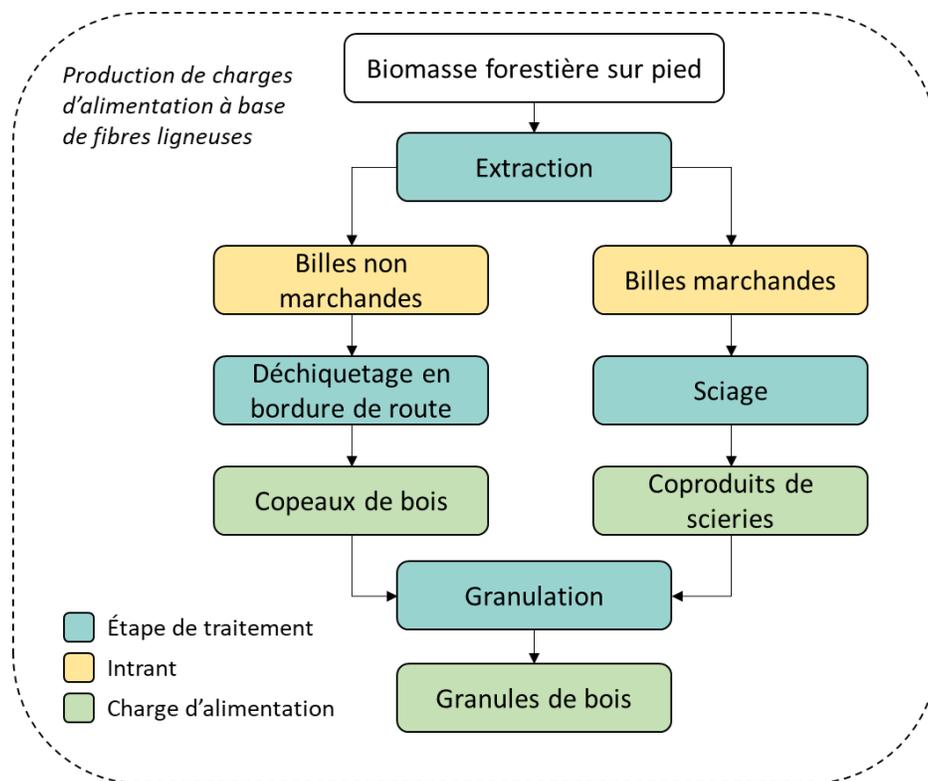


Figure 9 : Aperçu du procédé de récolte et de production des charges d'alimentation à partir des fibres ligneuses

Les billes marchandes et non marchandes de la biomasse forestière sur pied sont modélisées comme des sources de fibres ligneuses dans la préparation de copeaux de bois ou de coproduits de scierie comme charges d'alimentation. Ces dernières peuvent ensuite être comprimées en granules, également disponibles comme charge d'alimentation.

L'ICV des billes marchandes comprend la consommation de combustibles fossiles (diesel, propane et essence) liée aux opérations de collecte et de récolte et exclut tout autre intrant matériel ou chimique (par exemple, lié à la production de bois) qui n'a pas été pris en compte dans les sources de données de l'ICV. Par exemple, les données publiques d'ICV les plus fiables pour les activités de récolte de billes marchandes dans les forêts canadiennes proviennent de l'*Athena Sustainable Materials Institute*, qui ont été utilisées comme source de données pour l'ACV pour des billes marchandes. Les activités de semis et de plantation sont exclues de la portée de l'ICV parce que les facteurs d'émission pour ces intrants n'étaient pas disponibles et qu'ils ne tenaient pas compte des émissions de GES associées à ces activités. De même, les billes non marchandes sont modélisées en fonction du diesel consommé pendant les activités d'exploitation forestière. L'approche de modélisation des billes non marchandes ne tient compte que des activités de collecte, ce qui est cohérent avec l'approche adoptée pour les résidus de culture. Les billes sont transportées en bord de route et transformées en copeaux de bois.

Une fois transportées à la scierie, les billes marchandes sont transformées en bois d'œuvre, un procédé qui génère de la sciure et des copeaux de bois, ainsi que d'autres coproduits (écorces, sciure, éboutures et copeaux). Les copeaux de bois et les coproduits de scierie peuvent être transformés en granules de bois. On suppose une distance de camionnage de 100 km pour le transport des billes de la forêt à la scierie. La modélisation affecte la consommation d'énergie (c.-à-d. l'utilisation d'électricité et de

combustibles fossiles) aux différents coproduits de la scierie en fonction de la masse des différents coproduits. L'énergie de séchage utilisée dans la scierie est attribuée aux billes de sciage.

Le déchiquetage des billes non marchandes en bordure des routes forestières peut être effectué à l'aide de plusieurs technologies aux capacités et à la consommation de combustible variables. Le broyage de la biomasse de bois en bordure de route est basé sur une valeur moyenne de consommation de diesel par volume de bois déchiqueté basé sur la documentation.

Le procédé de granulation transforme les copeaux de bois (et autres coproduits de scierie) en granules de bois. Il est modélisé avec la quantité d'énergie et de matériaux consommés dans l'usine de granulation; cela comprend la consommation d'énergie pour le broyeur à marteaux, le séchage, la compression, le refroidissement et les étapes de tamisage du procédé de granulation ainsi que le diesel pour les machines sur le site et l'huile végétale pour la lubrification. On suppose que l'énergie thermique nécessaire au séchage provient en partie de la biomasse. On suppose une distance de transport par camion de 100 km entre la scierie et l'usine de granules.

Les procédés exclus et leur justification sont décrits au **chapitre 2.3.1**. Les processus de charge d'alimentation issus de fibres ligneuses produisent une unité fonctionnelle de 1 kg de fibres ligneuses sèche.

Les émissions liées au changement d'affectation des terres ne sont pas incluses pour les charges d'alimentation de fibres ligneuses, car on suppose que les sources forestières canadiennes existantes ne nécessitent aucune conversion pour la production de bioénergie dans l'ICV des charges d'alimentation issus du bois.

Portée géographique de la charge d'alimentation tirée des fibres ligneuses

Les données sur l'exploitation forestière ne sont pas disponibles au niveau provincial. Au lieu de cela, l'ICV des charges d'alimentation tirées des fibres ligneuses (billes marchandes, coproduits de scierie et granules de coproduits de scierie) est regroupé en deux moyennes régionales : l'est du Canada et l'ouest du Canada, car l'*Athena Sustainable Materials Institute* a regroupé les données pour 1) l'est du Canada et pour 2) l'ensemble du Canada. Les données de ces études ont porté sur plus de 20 scieries situées en Alberta, en Colombie-Britannique, au Nouveau-Brunswick, en Ontario et au Québec. Ainsi, l'« ouest du Canada » représente les usines du Manitoba, de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, tandis que l'« est du Canada » représente les usines de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick, du Québec et de l'Ontario.

La récolte de billes non marchandes, les copeaux et les granules de ces billes sont modélisés comme des moyennes canadiennes.

Affectation pour la production de fibres ligneuses

Pour la récolte et la production des fibres ligneuses, l'affectation se fait à la scierie où les opérations de sciage génèrent plusieurs coproduits (écorces, sciure, éboutures et copeaux) en plus du bois d'œuvre. La modélisation des coproduits de la scierie répartit la consommation d'énergie (c'est-à-dire l'utilisation d'électricité et de combustibles fossiles) des opérations de sciage en fonction de la masse des différents coproduits.

Sources de données pour la production de fibres ligneuses

Les données publiques d'ICV les plus fiables pour les activités de récolte de billes marchandes dans les forêts primaires canadiennes proviennent de l'*Athena Sustainable Materials Institute*, qui a réalisé un certain nombre d'ACV pour des produits forestiers canadiens. Dans ses plus récentes publications portant sur la fabrication du bois d'œuvre résineux canadien, l'institut fournit des données sur la consommation de combustible pour la récolte moyenne de bois résineux au Canada, pondérée en fonction de la production et fondée sur des enquêtes menées auprès de 11 exploitants forestiers pour 2015. L'organisme fournit également des données sur la récolte moyenne de bois résineux dans l'est du Canada, pondérée en fonction de la production et basée sur cinq exploitants forestiers pour 2015.

Les études de l'*Athena Sustainable Materials Institute* contiennent de l'information concernant les données nationales et de l'est du Canada. Bien qu'aucune étude d'ACV ne portait spécifiquement sur l'ouest du Canada, il a été possible d'utiliser des moyennes pondérées des jeux de données du Canada et de l'est du Canada pour calculer ou déduire les valeurs pour l'ouest du Canada.

Des données propres au Canada n'étaient pas disponibles pour la récolte des arbres non marchands qui peuvent être récoltés dans le cadre d'une coupe à blanc ou d'activités de coupe plus sélectives, comme des activités d'éclaircissage. La modélisation s'appuie sur les données américaines du *Consortium for Research on Renewable Industrial Materials* publiées dans une étude d'ACV de 2012 sur la collecte et le traitement de la biomasse ligneuse dans le sud-est des États-Unis (Johnson et coll., 2012).

En ce qui concerne les coproduits de scierie, les données les plus récentes de l'ICV accessibles au public pour les activités de sciage au Canada proviennent également des études d'ACV réalisées par l'*Athena Sustainable Materials Institute*.

La valeur par défaut de la consommation de combustibles lors du déchiquetage en bord de route des résidus de coupe forestière et des billes non marchandes repose sur une étude de 2012 portant sur l'énergie de la biomasse ligneuse en Ontario (McKenchie et coll., 2012). La valeur par défaut de la consommation de combustible pour le déchiquetage d'arbres entiers en bord de route est présumée être la même que pour le déchiquetage des résidus de coupe.

Le processus de granulation est basé sur une étude de deux usines québécoises de granulation de coproduits de scierie (Padilla-Rivera et coll., 2017). Les données de cette étude sont utilisées comme variables de substitution pour le processus de granulation des copeaux provenant de billes non marchandes. L'étude comprend la consommation de combustible (fossiles et biomasse) ainsi que les matériaux utilisés dans l'usine de granulation.

Un résumé des sources de données utilisées est présenté ci-dessous.

Récolte de billes marchandes et sciage (sciure, copeaux de bois)

- Athena Sustainable Materials Institute. (2018a). [*A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber*](#). (Disponible en anglais seulement)
- Athena Sustainable Materials Institute. (2018b). [*A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Eastern Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber*](#). (Disponible en anglais seulement)

Récolte de billes non marchandes

- Johnson, L., B. Lippke et E. Oneil. (2012). « Modelling Biomass Collection and Woods Processing Life-Cycle Analysis ». *Forest Prod. J.* 62(4), 258-272

Déchetage en bord de route des billes non marchandes

- McKechnie, J. (2012). *Assessing the Greenhouse Gas Emissions Mitigation Potential through the Use of Forest Bioenergy*. Toronto, Ontario : Toronto, Ontario : Département de génie civil, Université de Toronto

Granulation

- Padilla-Rivera, A., Barrette, J., P. Blanchet et E. Thiffault, « Environmental Performance of Eastern Canadian Wood Pellets as Measured Through Life Cycle Assessment ». *Forests* 2017, 8, 352

3.5.6 Huile de cuisson usée (HCU) et graisse jaune

Approche de modélisation de la production de graisse jaune à partir d'huile de cuisson usée

La frontière du processus d'HCU brute commence avec la production d'HCU brute aux restaurants et se termine avec la porte du restaurant. Les émissions de GES en amont liées à l'HCU brute ne sont pas incluses dans l'ensemble de données car l'huile est considérée comme un déchet. Ce processus permet aux utilisateurs du Modèle de choisir l'HCU brute comme une charge d'alimentation pour les usines de biodiesel qui utilisent l'HCU brute dans leurs installations au lieu de recevoir de la graisse jaune d'une usine d'équarrissage.

Pour la graisse jaune, la frontière du processus commence avec l'HCU brute aux restaurants et se termine avec le traitement de l'HCU au centre d'équarrissage.

Le transport de l'HCU brute aux centres d'équarrissage considère une distance de camionnage de 313.6 km calculée en utilisant les parts du transport 1) aux usines d'équarrissage et 2) par le biais d'un réservoir de transfert en vrac avant d'être transporté au centre d'équarrissage (GREET 2022). Le Modèle suppose une charge utile moyenne de 45 tonnes.

La transformation de l'HCU au centre d'équarrissage comprend l'élimination d'eau de l'HCU avec des processus mécaniques et thermiques. Il est considéré que l'HCU a une teneur en eau de 26% sur la base de la quantité d'HCU brute qui est purifiée pour produire 1 kg de graisse jaune au centre d'équarrissage (1.35 kg). La demande en gaz naturel et en électricité respectivement exigées pour l'enlèvement d'eau sont 2.11 MJ et 0.25 MJ par kg de graisse jaune par la méthode traditionnelle d'équarrissage de l'HCU, qui consiste en une cuisson à haute température et un tricanting (Xu et al. [2022]).

Portée géographique de la production de graisse jaune à partir d'HCU

Le Modèle inclut des processus définis au niveaux provincial et national pour la production de graisse jaune au Canada. Les processus diffèrent seulement dans les réseaux électriques provinciaux utilisés dans le processus de purification. Cela suppose que le processus de purification ne diffère pas au Canada et que seules les émissions liées à l'électricité diffèrent.

Affectation pour la production de graisse jaune à partir d'HCU

Aucune affectation n'est requise pour la production de graisse jaune à partir d'HCU brutes.

Sources de données pour la production de graisse jaune à partir d'HCU

- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). (Disponible en anglais seulement)
- Hui Xu, Longwen Ou, Yuan Li, Troy R. Hawkins, and Michael Wang. [Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Biodiesel and Renewable Diesel Production in the United States](#). Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 7512–7521. (Disponible en anglais seulement)

3.6 Combustibles fossiles

3.6.1 Portée de la modélisation des combustibles fossiles

La modélisation des filières des combustibles fossiles comprend les mêmes étapes du cycle de vie que celles présentées au **chapitre 2.3** : production des charges d'alimentation (extraction), transport des charges d'alimentation, production des combustibles (transformation, raffinage), distribution des combustibles (transport, distribution) et combustion du combustible (voir la **Figure 3**). Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux, liquides et solides du Modèle sont présentés dans les sections suivantes.

Les procédés suivants sont exclus des calculs de l'ICV des combustibles fossiles :

- La construction et le déclassement de mines, de sites de forage, d'installations de production (par exemple, des raffineries et des usines de valorisation du coke de pétrole)
- La fabrication d'infrastructures de transport de combustibles (c'est-à-dire des gazoducs, des camions, des navires, des routes) et d'infrastructures de combustion de combustibles (c'est-à-dire des véhicules, des chaudières)
- L'exploration pétrolière et gazière
- Les émissions de GES associées aux combustibles exportés
- Les activités de recherche et de développement
- Les activités indirectes associées à la production de combustibles, telles que la commercialisation, la comptabilité et les activités juridiques
- La modification de l'affectation des terres liée à l'étape de l'extraction

L'unité fonctionnelle pour les combustibles fossiles est de 1 MJ de contenu énergétique basé sur le PCS de chaque combustible. L'ICV pour tous les combustibles ont été calculées du berceau à l'utilisateur final et du berceau à la combustion.

Compte tenu de l'interconnectivité des différentes valeurs de la chaîne des combustibles fossiles, des règles d'affectation fondées sur le contenu énergétique des combustibles ont été utilisées pour répartir les impacts entre les coproduits des procédés multifonctionnels (pour lesquels il existe plus d'un produit).

3.6.2 Approche de modélisation des combustibles fossiles gazeux

Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux du Modèle sont présentés à la **Figure 10**.

Cycle de vie du gaz naturel et du propane

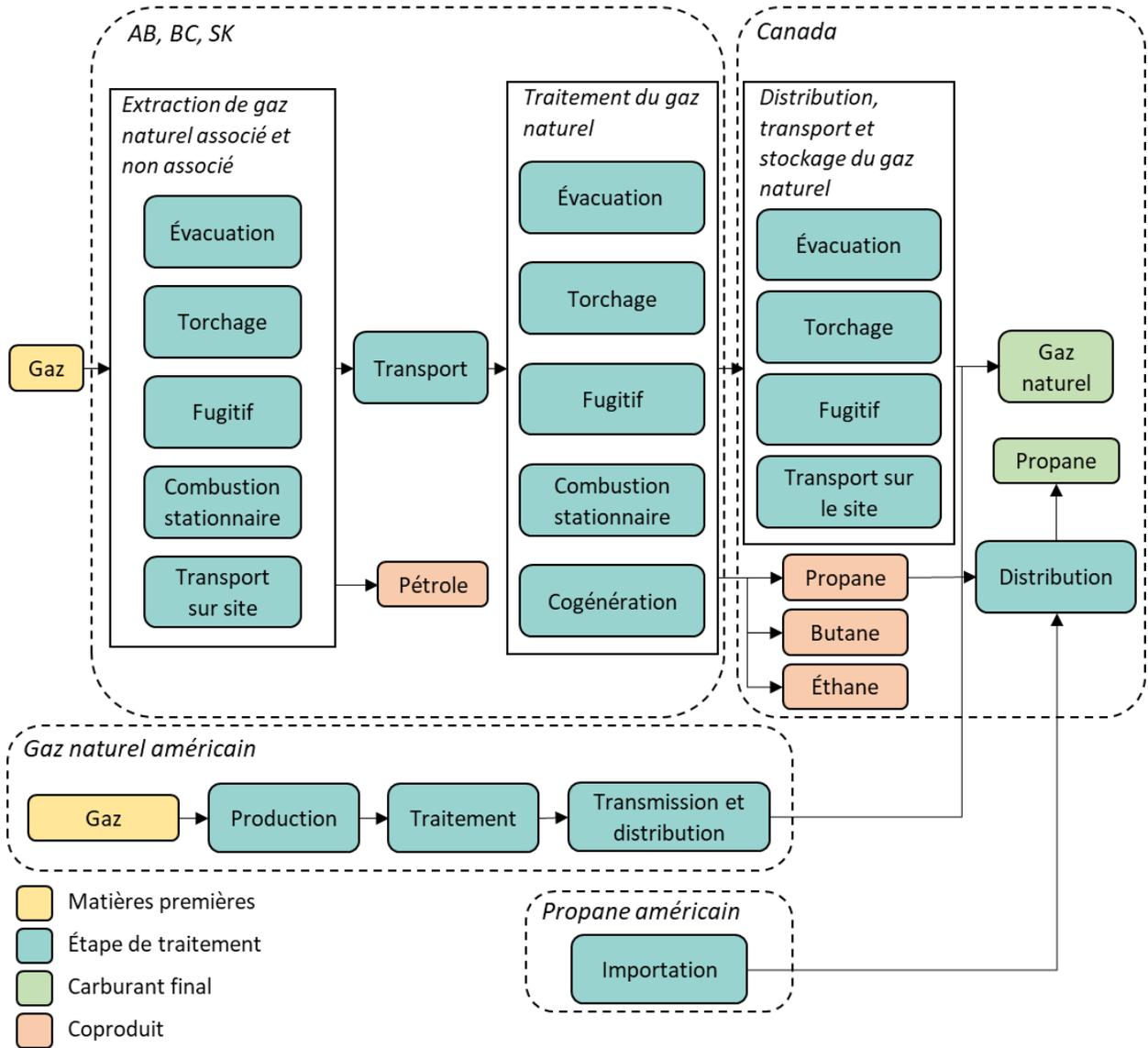


Figure 10 : Étapes du cycle de vie pour les combustibles gazeux fossiles dans le Modèle

Dans le Modèle, la mention combustibles fossiles gazeux fait référence au gaz naturel et au propane. LE GNC et le GNL s'appuient sur la même modélisation que le gaz naturel jusqu'à l'étape de distribution, où des étapes de traitement supplémentaires sont décrites au **chapitre 3.6.3**.

La méthodologie de calcul de l'intensité carbone (IC) du gaz naturel et du propane consiste à intégrer deux jeux de données. Le premier jeu de données est constitué des données sur les émissions directes recueillies dans le Rapport d'inventaire national (RIN) du Canada (publié en avril 2023, sur la base des données de 2021), qui s'appliquent au secteur pétrolier et gazier au Canada, et des données sur les émissions indirectes provenant d'autres processus du Modèle d'analyse de cycle de vie (ACV) des combustibles. Le deuxième jeu de données concerne les volumes de production, le traitement et les

volumes commercialisables de combustibles gazeux pour 2021. Ces données proviennent des bases de données de Petrinex (Petrinex, 2023) et de Statistique Canada (Statistique Canada, RESD, 2023).

L'IC du gaz naturel et du propane est représentative des combustibles gazeux consommés au Canada en 2021. Le Modèle suppose que 80 % du gaz naturel consommé dans le pays est produit au Canada et que le reste est importé des États-Unis (Ressources Naturelles Canada (RNCAN), 2023). Pour le propane, la part importée des États-Unis est d'environ 7 % (Statistique Canada, RESD, 2023).

Les étapes du cycle de vie prises en compte pour les calculs de l'IC du gaz naturel sont l'extraction, le traitement, le stockage, le transport et la distribution, et la combustion. Le propane étant un coproduit du traitement du gaz naturel, les étapes du cycle de vie avant le transport sont identiques à celles du gaz naturel. Lorsque de l'électricité et du diesel sont consommés au cours des différentes étapes du cycle de vie, les émissions en amont de ces intrants sont incluses en utilisant les jeux de données existants du Modèle. Les émissions liées à la production d'électricité sont modélisées au niveau provincial pour l'extraction et le traitement et au niveau national pour le transport et la distribution. Les IC sont exprimées en grammes d'équivalent CO₂ (CO₂ e) sur la base d'un MJ de contenu énergétique fondé sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz naturel (38,59 MJ/m³) ou du propane (25310 MJ/m³). L'IC est calculée du berceau à la combustion. Il est important de noter que le PCS du gaz naturel varie selon les étapes du cycle de vie, les provinces et les types de gaz naturel (associé et non associé). Les différentes valeurs du PCS sont énumérées ci-dessous.

- Gaz naturel commercialisable CA: 38,58 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable US: 40,57 (MJ/m³)*
- Gaz naturel commercialisable AB: 38,82 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable SK: 38,13 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable BC: 38,87 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées AB: 42,31 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées SK: 48,92 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées BC: 42,97 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction à partir de ressources non associées AB: 41,53 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction à partir de ressources non associées SK: 40,59 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction de ressources non associées BC: 42,17 (MJ/ m³)*
- Mazout léger conventionnel: 38800 (MJ/ m³)*
- Propane liquide: 25310 (MJ/ m³)**
- Éthane liquide: 17220 (MJ/ m³)**
- Butane liquide: 28440 (MJ/ m³)**

*ECCC, RIN 2023; ** Statistique Canada, RESD, 2023

Combustibles gazeux canadiens

Extraction des combustibles gazeux

Pour la production intérieure, le Modèle prend en compte la production de gaz brut provenant de ressources gazières associées (secteur du pétrole conventionnel) et non associées en Alberta (AB), en Colombie-Britannique (BC) et en Saskatchewan (SK). Cela représente plus de 95 % de la production totale de combustibles gazeux au Canada. Par conséquent, l'IC canadienne du berceau-à-la-porte est

une moyenne pondérée de l'IC de l'extraction et du traitement, basée sur les volumes produits et traités dans chaque province.

Pour l'extraction, le gaz naturel est extrait de deux types de puits : le puits non associé, qui produit principalement du gaz naturel, et le puits de pétrole léger conventionnel, qui produit simultanément du pétrole et du gaz. Les volumes d'extraction de gaz brut et de pétrole (pour l'affectation énergétique) au niveau provincial proviennent de Petrinex (2023). Les volumes sont ensuite convertis en énergie à l'aide du PCS spécifique à la province et au type de ressource

Les deux autres types de puits ou de sources de gaz naturel au Canada, soient les sites d'extraction de mazout lourd et les sites d'extraction thermique de pétrole, ne sont pas pris en compte car ils ne contribuent pas de manière significative à la production de gaz commercialisable au Canada.

Les émissions liées à l'extraction comprennent les émissions qui peuvent se produire avant l'exploitation du puits, pendant le forage du puits et après la fermeture du puits. Pour chaque type de puits, les principales catégories d'émissions directes sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage, la combustion stationnaire et les émissions de transport sur le site (c'est-à-dire l'utilisation de diesel). Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur de la production de gaz naturel sont également prises en compte.

Traitement des combustibles gazeux

La modélisation du traitement est basée sur les usines de gaz naturel situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Les volumes de traitement de gaz naturel et de gaz naturel liquide au niveau provincial sont identifiés avec les volumes de gaz naturel commercialisables au niveau provincial. Les données proviennent de Statistique Canada, tableau 25-10-0055-01. Ils sont ensuite convertis en énergie à l'aide du PCS spécifique à la province. Le volume de gaz traité à l'échelle nationale est la somme des trois provinces et représente plus de 98% de la production canadienne de gaz naturel commercialisable.

La portée du traitement couvre la récupération du soufre, le gaz non corrosif et le torchage acide. Les principales catégories d'émissions prises en compte sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage, la combustion fixe et la cogénération industrielle. Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur du traitement du gaz naturel sont également prises en compte.

Les combustibles gazeux des États-Unis

L'IC américaine du gaz naturel et du propane dans le modèle est basé sur les valeurs du modèle GREET pour la filière hybride (GREET, 2022). Il comprend la production, la transformation, le transport et la distribution.

Dans le modèle GREET, les émissions sont fournies par unité thermique britannique (UTB) à pouvoir calorifique inférieur (PCI) et les quantités d'énergie ont été converties en PCS sur la base des facteurs de conversion disponibles dans le modèle américain.

Gaz naturel américain

La production totale des États-Unis est répartie entre le gaz conventionnel (25 %) et le gaz de schiste (75 %). La phase de production comprend les émissions provenant du torchage, des émissions d'évacuation,

des fuites et de la combustion stationnaire. L'étape du traitement comprend ces mêmes sources d'émissions en plus des émissions non liées à la combustion. Le transport et la distribution ne comprennent que les émissions provenant de l'évacuation, des fuites et de la combustion stationnaire. Les pertes sont prises en compte entre les étapes en amont et la transmission et la distribution (environ 0,3 %).

Propane américain

Aux États-Unis, le propane est un coproduit de la chaîne d'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel dans une proportion de 14 % à 86 %. Les émissions liées à l'extraction et à la collecte de ces matières premières pour produire du propane sont incluses dans l'IC américaine, de même que les émissions liées à la production et au transport du propane.

Transmission, stockage et distribution des combustibles gazeux

Dans le RIN, les émissions liées au transport et au stockage du gaz naturel sont prises au niveau national et regroupées dans le même secteur d'émissions. Ce rapport couvre les émissions du gaz naturel produit au Canada et transporté depuis les usines de traitement jusqu'à la porte des réseaux de distribution locaux par des gazoducs à haute pression. Le RIN inclut les émissions liées à l'exploitation normale, mais aussi les rejets accidentels. Il comprend les émissions liées à la livraison aux sites de stockage et au retrait du gaz naturel des sites de stockage. Les principales catégories d'émissions incluses sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage et le transport sur le site. Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur du transport et du stockage du gaz naturel sont également prises en compte.

Le volume de gaz naturel est tiré de Statistique Canada (tableau 25-10-0055-01). Le volume importé des États-Unis est ajouté au gaz naturel commercialisable canadien. Le volume résultant est ensuite converti en énergie avec le PCS moyen canadien et américain

La distribution est l'activité qui consiste à acheminer le gaz naturel jusqu'à l'utilisateur final. La pression des gazoducs est réduite par rapport au réseau de transport et le maillage est plus dense. Elle comprend les émissions dues à l'exploitation normale, mais aussi les rejets accidentels. Les mêmes catégories d'émissions que pour le transport et le stockage sont prises en compte.

Le volume de gaz naturel est tiré de Statistique Canada (tableau 25-10-0055-01). Le volume exporté vers les États-Unis est soustrait de la somme du gaz naturel commercialisable canadien et des importations américaines. Le volume résultant est ensuite converti en énergie avec les PCS moyen canadien et américain

Sources de données pour les combustibles gazeux

Les sources de données utilisées pour la modélisation des combustibles gazeux sont présentées ci-dessous.

Émissions de la chaîne d'approvisionnement au Canada

- Environnement et Changement climatique Canada, Division des gaz à effet de serre, (Publié en avril 2023 avec les données de 2021), [Rapport d'inventaire national : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada : ISSN 1910-7064](#)

Émissions de la chaîne d'approvisionnement des U.S.A

- Argonne National Laboratories, 2022, GREET, Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation Model. Accessible : Modèle GREET d'Argonne (anl.gov) (disponible en anglais seulement)

Volume de production, de mise sur le marché, importé et exporté pour le gaz naturel et le propane

- Petrinex 2023, [Home](#) (données utilisées pour 2021) (disponible en anglais seulement)
- Statistique Canada. [Tableau 25-10-0055-01 Approvisionnement et utilisation du gaz naturel, mensuel \(données en milliers\) \(x 1 000\)](#)

Part des importations de gaz naturel et de propane dans la composition de la consommation canadienne

- [Ressources naturelles Canada 2023, Cahier d'information sur l'énergie 2022-2023 \(PDF\)](#)
- Statistique Canada 2023, [Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada \(BDE\) : Information Explicative](#)

3.6.3 Approche de modélisation des combustibles fossiles liquides et solides

Des efforts ont été faits pour modéliser de manière cohérente tous les combustibles, malgré les différences entre les outils et les données disponibles. Dans la mesure du possible, des données spécifiques au Canada qui reflètent les opérations de production de combustibles fossiles en 2016 ont été utilisées. En outre, une fois que les incertitudes liées à la modélisation et aux données ont été prises en compte, les IC du berceau à la combustion pour les combustibles fossiles canadiens, américains²⁸ et européens²⁹ ne présentaient pas de différences significatives. Par conséquent, l'approche adoptée pour les combustibles fossiles produits à l'internationale consiste à traiter leur IC comme équivalente à celle des combustibles fossiles produits au Canada.

Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides du Modèle sont présentés dans la **Figure 11**, les lignes en pointillé représentent les coproduits transférés entre les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides. Notez que les filières des processus spéciaux et d'autres coproduits ne sont pas représentés.

²⁸ Gregory Cooney, Matthew Jamieson, Joe Marriott, Joule Bergerson, Adam Brandt, and Timothy J. Skone. Environmental Science & Technology 2017 51 (2), 977-987

²⁹ BioGrace-I [GHG calculation tool – version 4d](#)

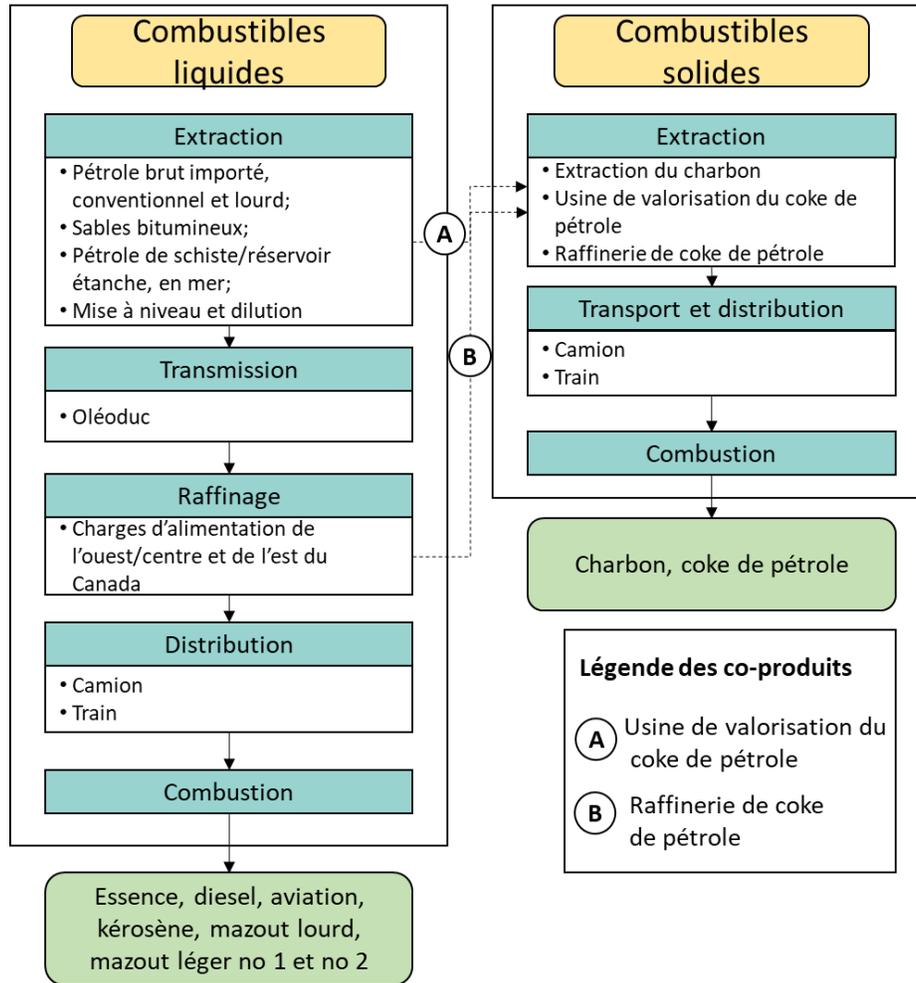


Figure 11 : Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides incluses dans le Modèle

Les sections suivantes résument l'approche de modélisation adoptée pour les combustibles fossiles liquides et solides.

Combustibles liquides

Le pétrole brut destiné au raffinage au Canada provient de plusieurs sources : brut conventionnel, exploitation minière et valorisation des sables bitumineux, sables bitumineux *in situ* (et brut lourd par vapoextraction), production en mer et importations. Chacune de ces sources des charges d'alimentation a été prise en compte pour développer le jeu de données pour les combustibles fossiles dans le Modèle. Bien que l'extraction du pétrole brut se fasse dans de nombreuses provinces du Canada, 95% de la production nationale se fait en Alberta et en Saskatchewan. Le Modèle a également pris en compte les importations de pétrole brut des É.-U. et d'autres sources internationales, qui représentent 33% de la consommation intérieure.

Le pétrole bruts extraits est transportés par oléoduc vers des raffineries réparties dans l'est et l'ouest du Canada. Les rapports sur le marché canadien du pétrole et du gaz et les données sur la production des installations ont été utilisés pour identifier les méthodes d'extraction et de prétraitement pertinentes pour l'industrie canadienne. Les résultats d'IC ont été agrégés en fonction de l'emplacement des sources

de pétrole brut (par exemple, l'est et l'ouest du Canada, et les importations) et des types de raffineries. En ce sens, chaque produit de raffinerie (par exemple, le combustible d'aviation, le diesel, l'essence, le kérosène, etc.) a été modélisé pour l'est et l'ouest/centre du Canada; les filières canadiennes ont été calculées à partir de la moyenne pondérée de production de ces deux régions.

Extraction de combustibles liquides

Des modèles d'extraction distincts ont été élaborés pour chaque source de pétrole canadienne : brut conventionnel, exploitation minière et valorisation des sables bitumineux, extraction in situ des sables bitumineux et production en mer. La modélisation a été réalisée à l'aide du *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (OPGEE), un modèle technique qui estime les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut, à partir de données provenant d'installations canadiennes. Les informations gouvernementales sur les filières technologiques et les paramètres d'exploitation ont été obtenues auprès de l'*Alberta Energy Regulator*, de l'ONE et de Statistique Canada. Les IC des importations de pétrole brut en provenance d'autres pays ont été basées sur les données de l'ONE et du *Oil-Climat index*.³⁰ Une IC moyenne a été calculée pour chaque type de pétrole brut importé en fonction des parts d'importation (%) entre les différents pays. Les émissions de mise à l'air et de torchage de l'extraction du pétrole ont été modélisées en utilisant les données réelles déclarées par les installations, lorsqu'elles étaient disponibles. Les émissions ont été affectées à d'autres combustibles produits lors de l'extraction du pétrole, incluant les liquides de gaz naturel (LGN) (gaz associé) et le coke de pétrole issu de la valorisation, en utilisant une règle d'affectation énergétique et ne sont pas prises en compte dans les valeurs de l'IC des combustibles fossiles.

Raffinage des combustibles liquides

Treize des seize raffineries canadiennes ont été modélisées en détail selon les données de Woods Mackenzie pour 2016 ainsi qu'avec le *Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model* (PRELIM). La liste de produits de la raffinerie de Wood Mackenzie a été agencé avec la liste de produits de PRELIM. PRELIM a été utilisé pour modéliser une représentation du procédé de raffinage basée sur la masse et l'énergie et calculer les émissions de GES pour les produits raffinés (ex. : essence mélangée, carburéacteur, diesel à très faible teneur en soufre, mazout, coke, produits lourds liquides, gaz de pétrole liquéfié, etc.) Les modèles OPGEE et PRELIM sont tous deux uniques en ce sens qu'ils offrent la possibilité de modéliser en détail les procédés respectifs pour une installation ou une raffinerie spécifique. Les procédés de raffinage de chacun de ces produits ont été définis pour l'est et l'ouest du Canada. En outre, les résultats du modèle PRELIM ont été comparés aux données disponibles dans le Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) du Canada. Une fois que les résultats de chaque outil ont été ajustés pour assurer des champs d'études comparables, les résultats étaient généralement cohérents.

Transport et distribution de combustibles liquides

Le transport du pétrole brut par oléoduc au Canada a été modélisé en estimant les distances entre les réservoirs de pétrole, les installations de production et les raffineries, en utilisant une combinaison de

³⁰OCI, 2018. [Oil Climate Index](#).

données canadiennes et de la littérature. Le transport de pétrole brut importé a été modélisé à l'aide de l'*Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines* (OAIEM) du Canada³¹.

Dans le Modèle, on suppose qu'il n'y a pas de différence entre les besoins énergétiques pour le transport du pétrole brut, du bitume et du diluant. L'ICV pour le transport de liquide par oléoduc a été calculée en fonction de la quantité d'électricité utilisée pour alimenter les pompes des oléoducs selon les données sur l'IC de Choquette-Levy et al. (2018).

La production de gaz naturel comprimé (GNC) et de gaz naturel liquéfié (GNL) a été modélisée en partant de l'hypothèse que, jusqu'au point de compression ou de liquéfaction, le cycle de vie du GNC et celui du GNL sont les mêmes que celui du gaz naturel répondant aux spécifications du gazoduc.

Les types de combustibles pour le transport de gaz naturel et GNL ainsi que le stockage sont présentés ci-dessous.

Gazoduc

- Gaz naturel et électricité

Stockage géologique

- Gaz naturel

Stockage de gaz naturel liquéfié

- Gaz naturel liquéfié

L'étape de compression associée à la production de GNC a été modélisée à l'aide des données du GREET et du *California Air Resources Board* (CARB). Les émissions de GES liées au procédé de liquéfaction ont été modélisées à l'aide d'une étude canadienne sur le GNL.³² Les principales sources de données pour la modélisation du transport gazeux est présenté ci-après.

- Choquette-Levy, N., M. Zhong, H. MacLean, J. Bergerson, 2018, COPTTEM: A Model to Investigate the Factors Driving Crude Oil Pipeline Transportation Emissions. *Environmental Science & Technology*. 52, 337–345

³¹ Environnement et Changement climatique Canada. 2019. [Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines](#).

³² Sapkota, K., A. O. Oni, and A. Kumar, 2018: Techno-economic and life cycle assessments of the natural gas supply chain from production sites in Canada to north and southwest Europe. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 52, 401–409, doi:10.1016/j.jngse.2018.01.048.

Combustibles solides

L'ICV du coke de pétrole a été modélisée en fonction des résultats de l'OPGEE et de PRELIM pour refléter la quantité de coke de pétrole produite et utilisée lors de la valorisation et du raffinage. Le coke de pétrole importé s'est vu attribuer la même valeur d'IC que le coke de pétrole canadien.

Pour le charbon, l'étape d'extraction, qui a été supposé se dérouler entièrement dans l'ouest canadien, a été basée sur les données de 2012 d'une étude de Cheminfo Services Inc. sur l'extraction du charbon.³³ Le champ de l'analyse pour le charbon a été limitée au charbon thermique, incluant le charbon bitumineux, subbitumineux et de lignite. Le jeu de données pour le charbon importé des É.-U. a été obtenue à partir de GREET.

3.6.4 Facteurs d'émission de la combustion

Les facteurs d'émission liés à la combustion étaient basés sur le RIN. Dans les cas où des valeurs d'émissions multiples ont été déclarées pour les combustibles en fonction de leur origine de production, une valeur de combustion unique a été calculée, basé sur la moyenne pondérée de la production de chacun de ces combustibles. Bien que l'énergie utile générée par la combustion d'un combustible varie en fonction de l'efficacité du dispositif de combustion, la modélisation des valeurs d'IC pour des types de combustion et des dispositifs spécifiques (par exemple, le chauffage, le transport et l'électricité) dépassait la portée de ce projet. Ainsi, un facteur unique d'émission de combustion par combustible basé sur le PCS a été appliqué pour calculer l'IC.

3.7 Combustibles renouvelables

La bibliothèque de données du Modèle comprend trois combustibles renouvelables qui peuvent être utilisés comme intrants dans la modélisation d'une filière de production de combustibles. Ces jeux de données couvrent les étapes du cycle de vie du berceau à la combustion de ces combustibles.

3.7.1 Combustibles renouvelables brûlés

Les combustibles renouvelables brûlés sont modélisés à partir de deux sources de charges d'alimentation : les fibres ligneuses (coproduits de scierie) et les résidus agricoles. La modélisation de la production de chaque charge d'alimentation est détaillée respectivement au **chapitre 3.5.4** et au **chapitre 3.5.3**. Le tableau ci-dessous résume les processus des combustibles renouvelables incluses en fonction de la charge d'alimentation et du type de production du combustible.

³³ Cheminfo Services Inc., et Clearstone Engineering Ltd. 2014. Compilation of a National Inventory of Greenhouse Gas and Fugitive VOC Emissions by the Canadian Coal Mining Industry. Rapport final, 31 mars 2014. Préparé pour Environnement Canada. Sollicitation K8A42-12-0012.

Tableau 6 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le Modèle pour les combustibles renouvelables brûlés

Matière première	Procédés de production de combustible	Combustible
Coproduits de scierie	Aucun	Copeaux de bois
Coproduits de scierie	Granulation	Granules de bois
Résidus agricoles	Densification	Granules de résidus agricoles

Approche de modélisation pour la combustion des copeaux de bois et des granules de bois

Le Modèle comprend la conversion des fibres ligneuses en combustibles renouvelables solides. Ce groupe de combustibles comprend les copeaux de bois et les granules des coproduits des scieries. Ces processus modélisent l'ICV de la combustion des combustibles renouvelables, qui sont présentés à la **Figure 12**.

Les jeux de données du berceau à la combustion sont basés sur une unité fonctionnelle de 1 MJ de contenu énergétique de PCS livré à l'utilisateur final et utilisé pour son contenu énergétique.

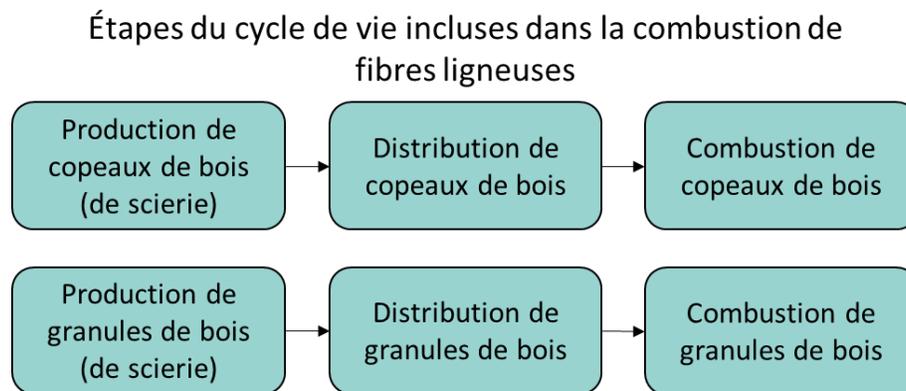


Figure 12 : Étapes du cycle de vie des combustibles renouvelables issus de fibres ligneuses incluses dans le Modèle

La modélisation de la distribution aux utilisateurs finaux prend en considération la teneur en eau équivalente à celle du marché. Le **Tableau 7** résume la teneur en eau des combustibles renouvelables solides inclus dans le Modèle, ainsi que le PCS correspondant, d'après les données de Ressources naturelles Canada (*Bulletin d'information sur les biocombustibles no 2 : Introduction aux biocombustibles solides – définitions, classes/catégories et propriétés des combustibles*). Pour les deux types de combustibles, on suppose que le PCS, sur la base de la masse sèche, est de 21,5 MJ/kg. On suppose une distance de 100 km par camion pour le transport entre la scierie et l'utilisateur final.

Tableau 7 : Teneur en eau et PCS (MJ/kg) des combustibles renouvelables solides

Combustibles renouvelables	Teneur en eau (%)	PCS (MJ/kg)
Copeaux de bois provenant de la scierie	45 %	10,5
Granules de bois de coproduits de scierie	10 %	19

Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant du processus de combustion sont modélisées à l'aide des facteurs d'émission du RIN pour deux applications générales : la combustion de copeaux de bois dans les fours industriels et la combustion de granules de bois dans les poêles à granules résidentiels. Les émissions de CO₂ ne sont pas incluses dans la modélisation.

Portée géographique pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

Les processus de production de combustible ont été modélisés pour être représentatifs d'un processus de moyenne nationale canadienne, en utilisant un mélange 50/50 de coproduits de scieries de l'ouest et de l'est du Canada. De plus amples informations sur la portée géographique des granules et copeaux de bois provenant des scieries sont disponibles au **chapitre 3.5.5**. Ces processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

La règle d'affectation pour les étapes du cycle de vie du « berceau à la scierie » est expliquée au **chapitre 3.5.5**. Aucune affectation n'a été effectuée pour les combustibles renouvelables solides produits à partir de fibres ligneuses.

Sources de données pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

Les sources de données pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la scierie sont présentées au **chapitre 3.5.45**. Le processus de combustion est basé sur le RIN (2018). Les sources de données pour les étapes du cycle de vie de la distribution et de la combustion sont présentées ci-dessous.

Distribution (teneur en eau) et PCS :

- RNCAN. [Bulletin d'information sur les biocarburants solides no 2](#)

Combustion :

- Gouvernement du Canada. (2018). [Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

Approche de modélisation pour la combustion de granules de résidus agricoles

Le Modèle comprend un processus agrégé qui modélise la combustion de granules issues des résidus agricoles. Le processus comprend la collecte des résidus agricoles et leur transport vers une unité de densification où ces résidus sont transformés en granules avant d'être transportés vers l'utilisateur final et brûlés.

Le processus de collecte des résidus agricole est expliqué au **chapitre 3.5.3**. Le processus de production implique la densification des résidus agricoles pour produire des granules de résidus agricoles, lesquels sont utilisés à peu près comme les granules de bois issus de fibres ligneuses. Le procédé de densification comprend généralement une série d'étapes, notamment la réception des balles de résidus, le broyage, la granulation, le refroidissement et le criblage. Le procédé a été modélisé en incluant les intrants d'utilisation de l'électricité et des combustibles fossiles pour le procédé de granulation, ainsi que pour

les autres étapes. La **Figure 13** décrit la portée du jeu de données de la combustion des granules de résidus agricoles. Le jeu de données est basé sur une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de granules de résidus agricoles livrés à l'utilisateur final.

La modélisation du processus de densification s'appuie sur des données canadiennes pour la densification de la paille de blé. On suppose donc que les charges d'alimentation à base de résidus agricoles subissent le même procédé de densification.

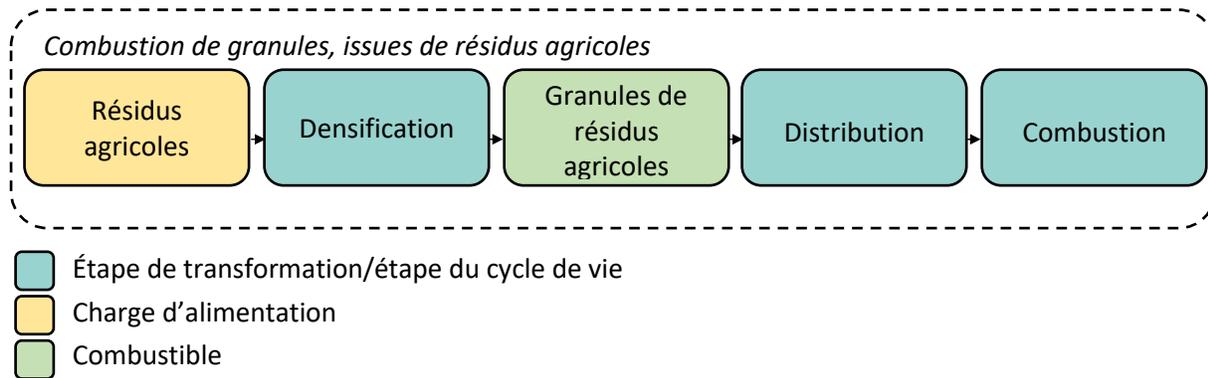


Figure 13 : Vue d'ensemble de la combustion des granules de résidus agricoles

La modélisation du transport vers l'usine de densification et de la distribution ultérieure à l'utilisateur final est fonction de la teneur en eau des résidus et des granules, qui sont censés être respectivement de 11,9 % et 9 %. La distance entre la ferme et l'usine de densification, et celle entre cette dernière et l'utilisateur final sont toutes deux de 100 km en camion. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont incluses sur la base des facteurs d'émission pour la combustion de bois dans un four industriel du RIN du Canada. Les émissions de CO₂ biogéniques ne sont pas incluses dans la modélisation.

Portée géographique de la combustion des granules de résidus agricoles

Le processus de production a été modélisé à l'échelle nationale en fonction des données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granules de paille de blé dans les Prairies canadiennes (X. Li et coll., 2012). La portée géographique des étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme est présentée au **chapitre 3.5.3**. Ces processus agrégés peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la combustion des granules de résidus agricoles

La règle d'affectation pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme est expliquée au **chapitre 3.5.3**. Aucune autre règle d'affectation n'a été effectuée pour les combustibles renouvelables solides issus de résidus agricoles.

Sources de données pour la combustion des granules de résidus agricoles

Les sources de données pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme sont expliquées au **chapitre 3.5.3**. Le processus de conversion et la teneur en eau ont été fondés sur les données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granules de paille de blé dans les Prairies canadiennes (X. Li et coll., 2012). Comme mentionné, on suppose que le procédé de

densification reste le même, quel que soit le type de résidus de culture qui sert de charge d'alimentation. Le processus de combustion est basé sur le RIN (2018) et les PCS des résidus agricoles sont tirés du modèle GREET. Les principales sources de données utilisées pour le processus de densification sont présentées ci-dessous.

Procédés de densification:

- Li, X., Mupondwa, E., Panigrahi, S., Tabil, L., & Adapa, P. (2012). Life cycle assessment of densified wheat straw pellets in the Canadian Prairies. *International Journal of Life Cycle Assessment* 17, 420-431

PCS:

- Argonne National Lab. (2018). GREET

Combustion:

- Gouvernement du Canada. (2018). [Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

3.8 Transport

3.8.1 Transport général

Il y a quatre modes de transport et de distribution inclus dans le Modèle présentés ci-dessous:



Les combustibles utilisés pour chaque mode de transport sont comme suit:

- Camion: Diesel
- Train: Diesel
- Navire: Huile diesel marine et pétrole lourd
- Gazoduc: Gaz naturel et électricité

Comme la consommation de combustibles fossiles de chaque mode de transport est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue, l'unité fonctionnelle pour les processus de transports est 1 tonne-kilomètre (tkm), c'est-à-dire le transport d'une tonne métrique des charges d'alimentation ou de combustible sur une distance d'un kilomètre). Les processus de transport ont pris en compte la quantité de combustible fossile consommée par tkm de transport. Comme indiqué au **Chapitre 2.3.1**, la fabrication des infrastructures de transport de combustible (c'est-à-dire les gazoducs, les camions, les navires et les routes) a été exclue du Modèle.

Approche de modélisation pour le transport générique

Des données sur la consommation de combustible ont été recueillies pour chaque mode de transport en utilisant des statistiques canadiennes et américaines ainsi que des données bibliographiques. Chaque sous-section décrit l'approche de modélisation adoptée pour ce mode de transport, les principales références utilisées dans les sous-sections suivantes.

Transport par train

La quantité de diesel consommée par tkm de transport ferroviaire a été calculée à partir des données de 2021 de l'Association de chemins de fer du Canada pour la masse de marchandises, la distance parcourue et la quantité annuelle de diesel consommée. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Association des chemins de fer du Canada. (2021). [Rapport de surveillance des émissions des locomotives](#)

Transport par camion

La consommation de diesel d'un camion est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport général par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé dans la modélisation est de 60.98 L/100 km. Ce facteur prend en compte la consommation de combustible pour des camions pleins de 50 L/100km qui est une moyenne de plusieurs sources (NRCan, 2000; Kabir and Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.6097 (Kabir and Kumar, 2012), une distance parcourue à vide entre les chargements de 26% (ATRI, 2021) et les charges utiles transportées.

Il y a deux processus de transport générique par camion. Le transport par camion avec charge utile de 45 tonnes a été déterminé en utilisant le poids maximal d'un camion (CoMT, 2019) et le poids moyen d'un camion à vide (Onsite, 2022). Le transport par camion avec charge utile de 25 tonnes a été déterminé en utilisant les données du modèle de GREET de 2023.

Ces processus sont considérés comme représentatif du transport par camion en Amérique du Nord. Quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- CoMT. (2019). [Heavy Truck Weight and Dimension Limits for Interprovincial Operations in Canada. Category 3: B Train Double, Part 2 - Weight Limits](#). (Disponible en anglais seulement)
- GREET (2023). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2023). Tab 'T&D'. 1) Cargo Payload By Transportation Mode and by Product Fuel Type: Tons. Row 7. (Disponible en anglais seulement)
- Kabir and Kumar. (2012). [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). Table 3: Inventory data for biomass transportation in different forms. (Disponible en anglais seulement)

- Leslie, A. and Murray, D. (2021). [An Analysis of the Operational Costs of Trucking](#). American Transportation Research Institute (ATRI). (Disponible en anglais seulement)
- Onsite, Truck and Equipment Repair. (2022). [How much does a semi truck weigh? Ultimate Guide](#). (Disponible en anglais seulement)
- Ressources naturelles Canada. (2000). [Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada](#). Données importantes sur le rendement du carburant: Page 3
- Sultana and Kumar. (2011). [Optimal configuration and combination of multiple lignocellulosic biomass feedstocks delivery to a biorefinery](#). Table 3: Weight carried by trucks for various forms of biomass (Payload of truck = 22.7 tonnes, Volume capacity of truck = 70 m3). (Disponible en anglais seulement)

Transport par navire

La modélisation du processus est basée sur les données de consommation de combustible et l'indicateur opérationnel d'efficacité énergétique (IOEE) de 2018 provenant de la Quatrième étude de l'Organisation maritime internationale (OMI) sur les émissions de gaz à effet de serre publiée en 2020 (tableaux 35 et 60 respectivement).

La modélisation tient compte de l'IOEE et de la consommation de combustible pour les types de navires suivants : les navires marchands vraquiers, les marchands-conteneurs, les citernes de charge générale, les citernes de produits chimiques et les citernes pétroliers. L'IOEE est utilisée pour modéliser les émissions directes, tandis que la consommation de combustibles est utilisée pour modéliser la quantité d'énergie nécessaire au transport (pour les émissions en amont). La quantité de combustible consommée (supposée être entièrement composée d'huile diesel marine et pétrole lourd) par tonne de cargaison * km transportée a été calculée à l'aide de l'approche basée sur les navires. Les parts de la consommation de combustible attribuées au pétrole lourd et à l'huile diesel marine ont été distribuées à partir de la consommation de combustible par type de combustible de 2017. Le pétrole léger conventionnel a été utilisé dans le Modèle comme variable de substitution pour l'huile diesel marine.

Les émissions directes et les besoins énergétiques pour le processus sont calculés en prenant une moyenne pondérée de l'IOEE et de la consommation de combustible respectivement pour les types de navire, où la moyenne pondérée pour chaque type de navire est calculée en prenant une moyenne pondérée de l'IOEE et de la consommation de combustible par catégorie de taille.

La principale source de données est présentée ci-dessous.

- Organisation maritime internationale (OMI). (2020). Quatrième étude de l'OMI sur les émissions de gaz à effet de serre 2020. (Disponible en anglais seulement)

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous.

- International Maritime Organization (IMO). (2020). [International Marine Organization \(IMO\) Fourth Greenhouse Gas Study 2020](#). (Disponible en anglais seulement)

Transport par gazoduc

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport par gazoduc est basée sur le modèle de GREET de 2022. La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km dans un gazoduc est utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. Le gaz naturel représente 98% de l'énergie requise pour l'opération des pompes. On suppose que le reste vient de l'électricité. La moyenne du réseau canadien a été appliquée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions reliées aux interventions d'urgence ont été incluses pour calculer l'IC du transport de gaz naturel. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) 2023, sont utilisées pour quantifier les émissions fugitives, d'évacuation et de torchage provenant des gazoducs de gaz naturel.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport par gazoduc au Canada. Cependant, quelques données proviennent de références des États-Unis. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). (Disponible en anglais seulement)
- Gouvernement du Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national 1990-2021: sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

3.8.2 Transport d'hydrogène

Le transport d'hydrogène couvre le transport de 1 tkm d'hydrogène. Les processus de transport pour l'hydrogène dans le Modèle sont les suivants:

- Transport par camion, d'hydrogène liquide
- Transport par camion, d'hydrogène gazeux
- Transport par gazoduc, d'hydrogène injecté dans un gazoduc de gaz naturel
- Transport par pipeline, d'hydrogène, pipeline dédié

Approche de modélisation pour le transport d'hydrogène

Les sections suivantes décrivent la modélisation pour le transport d'hydrogène basé sur le mode de transport. Aucune procédure d'affectation n'a été effectuée lors de la modélisation du transport d'hydrogène.

Transport par camion

La consommation de diesel par un camion est directement liée à la masse transportée et à la distance voyagée.

Le Modèle suppose que des camions lourds autre que des camions de type B sont utilisés pour le transport d'hydrogène par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100 km. Ce facteur prend en

compte la consommation de combustible avec charge de 40 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirées plusieurs sources (NRCan, 2000; Kabir and Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir and Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles comprimés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, ce qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est faite à vide.

Les charges utiles moyennes utilisées sont tirées de GREET 2022 et sont de 3.6 tonnes pour l'hydrogène liquide et 1.0 tonne pour l'hydrogène gazeux.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport d'hydrogène par camion en Amérique du Nord. Quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous.

- GREET 2022 model. Tab T&D. 1) Cargo Payload By Transportation Mode and by Product Fuel Type: Tons Cell Q7 Gaseous Hydrogen and R7 Liquid Hydrogen. Extrait de : [Argonne National Laboratory](#). (Disponible en anglais seulement)
- Kabir and Kumar. Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways. 2012. Table 3: Inventory data for biomass transportation in different forms. Extrait de: [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). (Disponible en anglais seulement)
- Ressources naturelles Canada. (2000). [Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada](#). Données importantes sur le rendement du carburant: Page 3

Pipeline dédié et transport dans un gazoduc de gaz naturel

Pour le transport d'hydrogène à l'aide de gazoduc de gaz naturel, le modèle GREET de 2022 pour la modélisation de gazoduc de gaz naturel a été utilisé comme variable de substitution. La moyenne pondérée d'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par gazoduc a été utilisée pour modéliser l'utilisation énergétique. Le gaz naturel est responsable pour 98% de l'énergie nécessaire pour la combustion. On suppose que le reste provient de l'électricité. La moyenne du réseau canadien a été appliquée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Pour l'hydrogène transporté dans un pipeline dédié, on suppose que 100% des exigences énergétiques sont satisfaites par de l'électricité du réseau. Les données d'intrants énergétiques sont basées sur le modèle GREET de 2022.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2013). Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. (Disponible en anglais seulement)

- GREET 2022 model. Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89. Extrait de : . (Disponible en anglais seulement)

3.8.3 Transport de gaz naturel

Approche de modélisation pour le transport de gaz naturel

Le transport de 1 tkm de gaz naturel liquéfié (GNL) et de gaz naturel liquéfié renouvelable (GNR liquéfié) au Canada a été modélisé en utilisant des gazoducs et des camions diesel.

Les sous-sections suivantes décrivent l'approche de modélisation pour chacun de ces modes de transport.

Transport par camion, gaz naturel et GNR liquéfié

La consommation de diesel du camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions lourds autres que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de GNR liquéfié par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100km. Ce facteur prend en compte une consommation de combustible avec chargement complet de 40 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirée de plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir and Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir and Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles compressés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, ce qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est faite à vide.

La charge utile moyenne de gaz naturel liquéfié (GNL) de 13.6 tonnes, tirée de GREET 2022, a été utilisée comme variable de substitution pour le GNR liquéfié.

Les émissions d'évaporation pendant le transport par camion de GNL de GREET 2022 sont utilisées comme variable de substitution pour le transport de GNR liquéfié.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de GNL et de GNR liquéfié par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données ont été tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Kabir and Kumar. Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways. 2012. Table 3: Inventory data for biomass transportation in different forms. Extrait de : [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). (Disponible en anglais seulement)
- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89. (Disponible en anglais seulement)

- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). Tab 'NG'. 3) Calculations of Energy Consumption, Water Consumption, and Emissions for Each Stage: Total emissions: grams/mmBtu of fuel throughput. Cell AM67. (Disponible en anglais seulement)
- Ressources naturelles Canada. (2000). [Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada](#). Données importantes sur le rendement du carburant: Page 3

Transport par camion, gaz naturel et GNR compressé

La consommation de diesel par camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourues.

Le Modèle suppose que des camions lourds autres que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de GNC et GNR compressé par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100km. Ce facteur prend en compte une consommation de combustible avec chargement complet de 40 L/100km qui est une moyenne des valeurs tirées de plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir and Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir and Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles compressés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est fait à vide.

La charge utile moyenne pour le GNC de 6 tonnes, a été utilisée comme variable de substitution pour GNR compressé³⁴.

Les émissions d'évaporation pendant le transport par camion de GNL de GREET 2022 sont utilisées comme variables de substitution pour le transport de GNC et GNR compressé.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de gaz naturel liquéfié et de gaz naturel renouvelable par de gaz naturel renouvelable par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Kabir and Kumar. Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways. 2012. Table 3: Inventory data for biomass transportation in different forms. Extrait de : [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). (Disponible en anglais seulement)
- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). Tab 'NG'. 3) Calculations of Energy

³⁴ Basé sur une communication interne avec Transports Canada (mai 2023)

Consumption, Water Consumption, and Emissions for Each Stage: Total emissions: grams/mmBtu of fuel throughput. Cell AM67. (Disponible en anglais seulement)

- Ressources naturelles Canada. (2000). [Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada](#). Données importantes sur le rendement du carburant: Page 3

Transport par gazoduc, GNR

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport par gazoduc est basé sur GREET 2022 en utilisant le gaz naturel comme variable de substitution.

La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par gazoduc a été utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. Le GNR représente 98% de l'énergie requise pour l'opération des pompes. On suppose que le reste provient de l'électricité. La moyenne du réseau électrique canadien a été utilisée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions reliées aux interventions d'urgence ont été incluses pour calculer l'IC du transport de GNR. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) 2023, sont utilisées pour quantifier les émissions fugitives, d'évacuation et de torchage provenant des gazoducs de GNR, en utilisant les gazoducs de gaz naturel comme variable de substitution.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport par gazoduc de GNR au Canada. Cependant, quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89. (Disponible en anglais seulement)
- Gouvernement du Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

3.8.4 Transport de propane

Approche de modélisation du transport de propane

Le transport de 1 tkm de propane et de propane renouvelable au Canada a été modélisé pour les gazoducs et les camions diesel.

Les sections suivantes décrivent l'approche de modélisation pour chacun de ces modes de transport.

Transport par camion de propane liquéfié

La consommation de diesel par camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de propane liquéfié par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions à train double de type B est de 60.98 L/100 km. Ce facteur prend en compte la consommation de combustible avec

chargement complet de 50 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirées de plusieurs sources (NRCan, 2000; Kabir and Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.6097 (Kabir and Kumar, 2012), une distance parcourue à vide entre les chargements de 26% (ATRI, 2021) et les charges utiles transportées.

La charge utile moyenne de propane est 25 tonnes.³⁵

Les émissions fugitives de propane ont été exclues.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de propane liquéfié par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Kabir and Kumar. Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways. 2012. Table 3: Inventory data for biomass transportation in different forms. Extrait de: [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). (Disponible en anglais seulement)
- Leslie, A. and Murray, D. An Analysis of the Operational Costs of Trucking: 2021 Update. November 2021. American Transportation Research Institute (ATRI). Extrait de : [An Analysis of the Operational Costs of Trucking: 2021 Update \(PDF\)](#). (Disponible en anglais seulement)
- Ressources naturelles Canada. (2000). [Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada](#). Données importantes sur le rendement du carburant: Page 3

Transport par pipeline de propane renouvelable liquéfié

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport de propane renouvelable liquéfié par pipeline est basée sur GREET 2022, en utilisant les pipelines d'huile brute comme variable de substitution. La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par pipeline a été utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. L'électricité représente 100% de l'énergie requise pour l'opération des pompes. La moyenne du réseau électrique canadien a été utilisée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation ainsi que les émissions liées aux interventions d'urgence ont été exclues pour le transport de propane renouvelable et seules les émissions de torchage ont été incluses. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) 2023, sont utilisées pour quantifier les émissions de torchage provenant des pipelines de propane renouvelable, en utilisant les gazoducs de gaz naturel comme variable de substitution.

³⁵ Sur la base d'une communication interne avec Transports Canada (mai 2023)

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de propane renouvelable liquéfié par pipeline au Canada. Cependant, quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89. (Disponible en anglais seulement)
- Gouvernement du Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#)

3.8.5 Scénarios de transport prédéfinis

Lorsqu'un utilisateur du Modèle n'a pas de renseignements à propos des distances et des modes de transport pour la charge d'alimentation ou le combustible complété, des scénarios de transport prédéfinis sont disponibles pour estimer la contribution de ces étapes du cycle de vie. Dans certaines instances, les scénarios prédéfinis sont disponibles pour deux options : des scénarios de transport à « impact bas » et à « impact élevé ». Des critères de décision pour chaque option peuvent être fournis dans les instructions d'un programme spécifique. Autrement, il est à la discrétion de l'utilisateur de décider si un scénario à impact bas ou élevé devrait être appliqué, basé sur l'information disponible dans ce chapitre.

Le Modèle comprend trois types de scénarios de transport prédéfinis : transport de charge d'alimentation, distribution de combustible fossile (par exemple, le gaz naturel et le propane) et la distribution de CFIC (par exemple, les CFIC gazeux et liquides).

Dans un scénario de transport prédéfini, les distances et les modes de transport de la charge d'alimentation, du combustible fossile ou du CFIC transporté, sont prédéterminés. Les unités fonctionnelles des trois types de scénarios de transport prédéfinis sont:

- Transport de charge d'alimentation: 1 kg (base sèche, où applicable) de charge d'alimentation transportée à l'usine de production de combustible (par exemple, 1 kg (base sèche) de résidu agricole à une usine d'hydrogène)
- Transport de combustible fossile: 1 MJ de combustible fossile gazeux (gaz naturel ou propane) transporté de l'usine de production à l'utilisateur finale
- Distribution de CFIC:
 - 1 MJ de CFIC (gazeux) transporté de l'usine de production à l'utilisateur (via injection dans un gazoduc de gaz naturel)
 - 1 MJ de CFIC (liquide) transporté de l'usine de production au point de livraison (aucun mode de transport spécifique n'est supposé) (tronçon 1)
 - 1 MJ de CFIC (liquide) transporté du point de livraison à l'utilisateur final (via transport par camion (diesel)) (tronçon 2)

Tel que mentionné dans la section de transport générique et au **chapitre 2.3.1**, la fabrication de l'infrastructure du transport de combustible (c'est-à-dire des camions, des navires et du transport ferroviaire) a été exclue du Modèle. Tout transport sur site au sein des frontières de l'usine de traitement ou de conversion a également été exclu.

Approche de modélisation pour des scénarios de transport prédéfinis

Chaque sous-section décrit l'approche de modélisation utilisée pour le type de transport prédéfini en question, les sources de données utilisées sont présentées dans les sous-sections suivantes.

Transport de charge d'alimentation.

Le transport de charge d'alimentation comprend le transport de la charge d'alimentation de la source (c'est-à-dire là où la charge d'alimentation est produite) à l'usine de production (y compris toutes les étapes entre les deux).

Les modes de transport génériques pour le transport de charge d'alimentation comprennent : le camion, le train et le navire. Les divers modes de transport (par exemple, le camion, le train et le navire) inclus dans les scénarios de transport de charges d'alimentation prédéfinis sont tous basés sur des combustibles fossiles conventionnels (par exemple, le transport par camion est basé sur un camion à diesel et non un camion à biocombustible). Dans le cas de charges d'alimentations importées, le Modèle inclus une analyse de transport pour prendre en compte les émissions liées au transport qui prennent place à l'extérieur des frontières canadiennes (par exemple, le transport transocéanique).

Les scénarios de transport prédéfinis sont présentés sur une base à «impact bas» et à «impact élevé» pour chaque transport de charge d'alimentation. De façon similaire à la distribution de CFIC, un scénario à «impact bas» a été modélisé pour ajouter 1 g CO₂e/MJ de combustible, tandis qu'un scénario à «impact élevé» a été modélisé pour ajouter 3 g CO₂e/MJ de combustible. Le scénario à «impact bas» suppose uniquement le transport par camion, tandis que le scénario à «impact élevé» suppose une combinaison de transport par camion, train et navire. Les distances prédéfinies pour chaque scénario de transport de charges d'alimentation sont basées sur la distance qu'une quantité de charge d'alimentation nécessaire à produire 1 MJ de combustible doit être transporté afin d'augmenter l'IC du combustible par 1 ou 3 g CO₂e, en utilisant l'IC des processus de transport générique dans le Modèle et un rendement générique de combustible. Les distances de transport résultantes (kg-km) sont ensuite arrondies afin de les simplifier.

Les distances de transport requises pour déterminer les émissions de chaque scénario de charges d'alimentations sont donc basées sur les paramètres suivants:

- Quantité de charge d'alimentation à l'installation de production et affectation de coproduit à l'installation de production pour produire 1 MJ de combustible
- Teneur en eau afin d'ajuster le poids de la quantité de charge d'alimentation (où applicable)
- IC de transport (**chapitre 3.8.1**)

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- Humbird, D., Davis, R., Tao, L., Hsu, D., Aden, A., Schoen, P., ... Duedgeon, D. (2011). Process design and economics for biochemical conversion of lignocellulosic biomass to ethanol: dilute-acid pretreatment and enzymatic hydrolysis. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. (Disponible en anglais seulement)
- Ressources naturelles Canada. (2019). Données confidentielles sur la production d'éthanol d'écoÉNERGIE pour les biocarburants, Complementary Environmental Performance Reports

- Chen, R., Qin, Z., Han, J., Wang, M., Taheripour, F., Tyner, W., Duffield, J. (2018). Life cycle energy and greenhouse gas emission effects of biodiesel in the United States with induced land use change impacts. (Disponible en anglais seulement)
- Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2013). Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios. (Disponible en anglais seulement)
- Han, J., Elgowainy, A., Cai, H., & Wang, M. Q. (2013a). Life cycle analysis of bio-based aviation fuels. *Bioresource Technology* 150, 447-456. (Disponible en anglais seulement)
- Chu, P. L. (2014). Environmental and Financial Performance of Aviation Biofuels. (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)2 Consultants Inc. (2011). The Addition of Pyrolysis Oil Pathways to GHGenius. (Disponible en anglais seulement)
- CIRAIG. (2019). Technical Report: Data to Inform Life Cycle Assessment of Key Canadian Renewable Natural Gas

Distribution de combustible fossile

Les scénarios prédéfinis pour la distribution de combustible fossile comprennent le transport de combustible fossile gazeux (c'est-à-dire le gaz naturel et le propane) de l'installation de production à l'utilisateur final.

Pour la distribution de gaz naturel, le scénario de transport prédéfini a été développé basé sur la supposition que le gaz naturel est transporté par gazoduc sur une distance de 2560 km. Cette distance correspond à une moyenne des distances voyageées par le gaz naturel dans chaque province qui est pondérée basée sur la consommation de gaz naturel dans chaque province en utilisant des données de 2016 de l'ONE. On a supposé que les distances dans chaque province étaient les distances entre le point de départ du gaz naturel dans chaque région de production et la grande ville localisée dans cette région de production. Des données de transport sur les émissions fugitives, d'évacuation et de torchage provenant de gazoduc de gaz naturel sont basées sur des données actuelles du CEPEI (ORTECH 2018).

Pour la distribution de propane, le scénario de transport prédéfini a été développé basé sur la supposition que le propane est transporté par gazoduc sur une distance de 591 km à un centre régional et ensuite, on suppose que la distribution en aval aux utilisateurs final est par camion sur une distance de 296 km.

La distance de gazoduc prédéfinies pour le propane a été calculée avec une distance moyenne pondérée de gazoduc en utilisant les longueurs totales des gazoducs utilisées pour la distribution de propane basé sur des données d'Enbridge et la fraction de propane domestique qui est transporté entre l'ouest du Canada (représenté par Fort Saskatchewan) et l'est du Canada (représenté par Sarnia en Ontario). Cette fraction a été estimée par ECCC en utilisant des données sur la demande de propane domestique et la production de propane du Conference Board of Canada. La distance du transport par camion représente une moyenne de distances du transport de combustibles fossiles dans l'ouest et l'est du Canada qui a été pondérée basée sur la demande de propane domestique au Canada. Les distances de transport dans l'ouest et l'est du Canada ont été estimées basées sur l'avis expert d'ECCC.

Les principales sources de données sont présentées ci-dessous :

- ONE. (2017b). [Production canadienne de gaz naturel commercialisable](#)
- Office national de l'énergie et le Bureau de la concurrence. (2014). [Examen du marché du propane](#)
- Enbridge Inc. [Interactive Map](#). (Disponible en anglais seulement)
- The Conference Board of Canada. 2021. Canada's Propane Supply Chain, Reliability and resilience
- Murillo, Carlos A., Ova Adagha, Len Coad, and Greg Sutherland. Fueled Up: An Updated Overview and Outlook of Canada's Propane Market and Industry. Ottawa: Conference Board of Canada, December 2018
- ORTECH Environmental, 2018, Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Companies 2016 Greenhouse Gas Inventory

Distribution de CFIC

La distribution de CFIC comprend les étapes du cycle de vie qui relie la conversion du combustible et l'utilisation de l'utilisateur final. Ceci inclut le transport de l'installation de production à l'installation de distribution ou un point de livraison et ensuite à l'utilisateur final. Les scénarios prédéfinis pour la distribution de CFIC incluent les scénarios de transport pour des CFIC gazeux et liquides. Tous les scénarios de transport prédéfinis pour les CFIC gazeux (c'est-à-dire l'hydrogène, le GNR et le propane renouvelable) supposent que le CFIC produit est injecté dans un gazoduc de gaz naturel existant. La distance prédéterminée pour ces scénarios est donc identique à la distance prédéfinie de la distribution de gaz naturel (veuillez-vous référer à la sous-section précédente **Error! Reference source not found.**). L'utilisation d'énergie pour le gazoduc de gaz naturel est basée sur le modèle GREET (veuillez-vous référer à la sous-section *Transport par gazoduc*). Le scénario de transport prédéfini pour le GNR inclut également des émissions non liées à la combustion afin de représenter des émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions liées aux interventions d'urgence liées aux étapes de transport et de distribution du CFIC. Ces émissions sont basées sur des données de CEPEI (ORTECH Environmental 2018). Le scénario de transport prédéfini pour le propane renouvelable inclut uniquement des émissions de torchage.

Les scénarios de transport prédéfinis de CFIC liquides sont divisibles en deux tronçons; le tronçon 1 représente le transport de l'usine de production au point de livraison et le tronçon 2 représente le transport du point de livraison à l'utilisateur final.

Les scénarios de transport prédéfinis de CFIC liquides pour le tronçon 1 sont représentés sur une base à « impact bas » et à « impact élevé » pour chaque type de combustible. Similaire aux scénarios pour le transport de charge d'alimentation, le scénario à « impact bas » a été modélisé pour ajouter 1 g CO₂e/MJ de combustible, tandis que le scénario à « impact élevé » a été modélisé pour ajouter 3 g CO₂e/MJ de combustible.

Pour le tronçon 2, les scénarios de transport prédéfinis n'incluent pas des scénarios à « impact élevé » et à « impact bas » pour chaque CFIC liquide. Au lieu, un scénario prédéfini est inclus pour chaque CFIC liquide basé sur la supposition qu'ils sont transportés par camion (diesel) sur une distance donnée de 290 km. Cette moyenne pondérée de distance pour livrer du combustible raffiné à l'utilisateur final a été estimée basé sur l'avis expert d'ECCC. La principale source de données est présentée ci-dessous.

- Basé sur les suppositions d'ECCC et l'avis d'experts

Chapitre 4 : Filières de combustible

Ce chapitre présente l'approche prise pour la structure de la modélisation des processus élémentaires dans les filières de combustible du Modèle. Veuillez-vous référer au *Manuel d'utilisation du Modèle d'ACV des combustibles* pour savoir comment utiliser les filières de combustible ainsi que la Bibliothèque de données. Ceci inclut les filières de combustible, qui sont des gabarits pour modéliser des activités liées à un cycle de vie.

4.1 Structure des filières de combustible

Tel que mentionné au **chapitre 2.3**, le Modèle comprend cinq principales étapes du cycle de vie, en commençant avec la production de charge d'alimentation jusqu'à la combustion de combustible. Les filières de combustible ont été conçues de façon à permettre la modélisation des cinq étapes du cycle de vie mais sont structurées différemment de ce qui aurait réellement lieu dans le cycle de vie d'un combustible. La structure générale est montrée à la **Figure 14**.

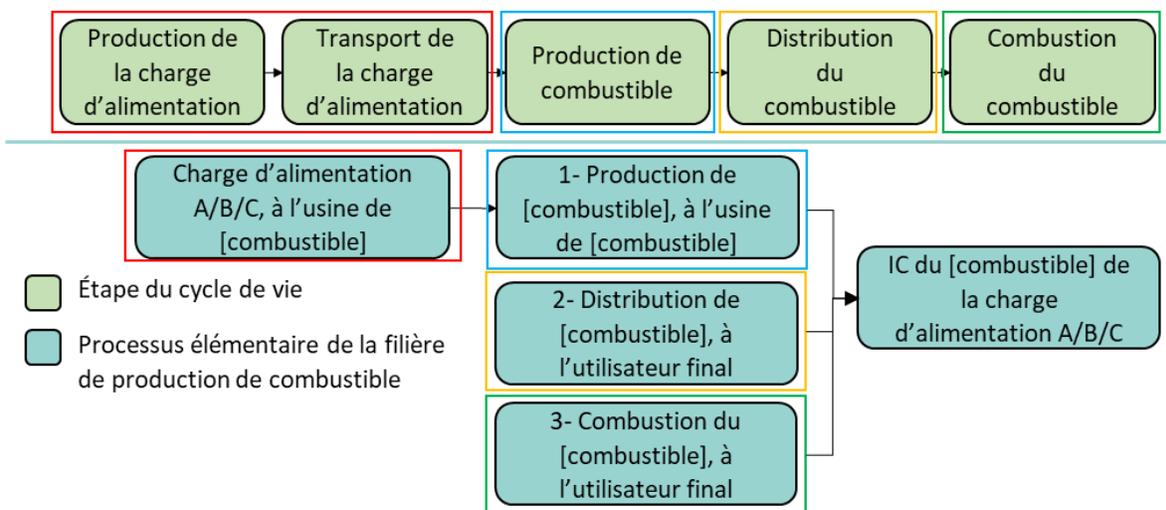


Figure 14: En haut: les cinq principales étapes du cycle de vie. En bas : la structure générale des filières de production dans la Base de données du Modèle.

La structure des filières de combustible a été élaborée pour représenter différents combustibles et pour prendre en compte différentes situations. La conception permet pour un niveau élevé de personnalisation qui lui permet de s'adapter au besoin des différents programmes. Par exemple, il y a trois processus élémentaires dans les filières de combustible pour permettre la modélisation de différentes charges d'alimentation pour un combustible. De plus, il se peut que chaque charge d'alimentation ait ses propres besoins de transport, donc l'étape de transport est regroupée avec la production de charge d'alimentation. Les étapes du cycle de vie de production de combustible et de distribution de combustible sont séparées pour permettre une affectation juste à l'étape de production de combustible, étant donné qu'il est possible que les coproduits ne soient pas distribués de la même façon. Le processus de combustion de combustible permet l'entrée des processus agrégés de la Bibliothèque de données qui contiennent des facteurs d'émissions de combustion. Finalement, le processus élémentaire « IC du [Combustible] de la charge d'alimentation A/B/C » combine les trois processus précédents pour permettre à un utilisateur de facilement calculer une IC sans avoir à créer des liens complexes entre d'autres processus.

Une nouvelle filière d'hydrogène a été ajoutée dans le dossier Filières de combustible. Cette filière a des caractéristiques distinctes par rapport aux autres filières de combustible, tel qu'une portée berceau à la porte (étapes du cycle de vie allant de la production de la charge d'alimentation jusqu'à la production de combustible) et une unité fonctionnelle exprimée en termes de masse (kg d'hydrogène) au lieu de MJ PCS. De plus, la filière comprend deux options de modélisation : simplifiée et avancée. L'approche de modélisation simplifiée est largement similaire à l'approche courante utilisée par les autres filières (mais exclut la distribution et la combustion). L'approche de modélisation avancée permet aux utilisateurs de diviser l'étape de production du cycle de vie en plusieurs processus élémentaires. Cette option offre la possibilité d'appliquer une affectation massique ou énergétique à des coproduits générés par des processus unitaires qui font partie de l'étape de production du cycle de vie, permettant une modélisation plus représentative du système de produits. Les utilisateurs peuvent se référer aux instructions de programmes pour plus d'informations sur l'utilisation de cette filière.

La conception des filières de combustible dédié aux Combustibles ou autres sources d'énergie pour les véhicules (CASEV) est légèrement différent des autres filières de combustible. Il y a une étape du cycle de vie additionnelle entre la distribution de combustible et la combustion de combustible : station-service. Aussi, les trois premières étapes du cycle de vie sont regroupées sous la production de combustible. Enfin, l'étape du cycle de vie de distribution est divisée en trois processus élémentaires : 2- Tronçon 1, 2- Installation de traitement et 2- Tronçon 2. La structure des filières de combustible pour les CASEV est montrée à la **Figure 15**.

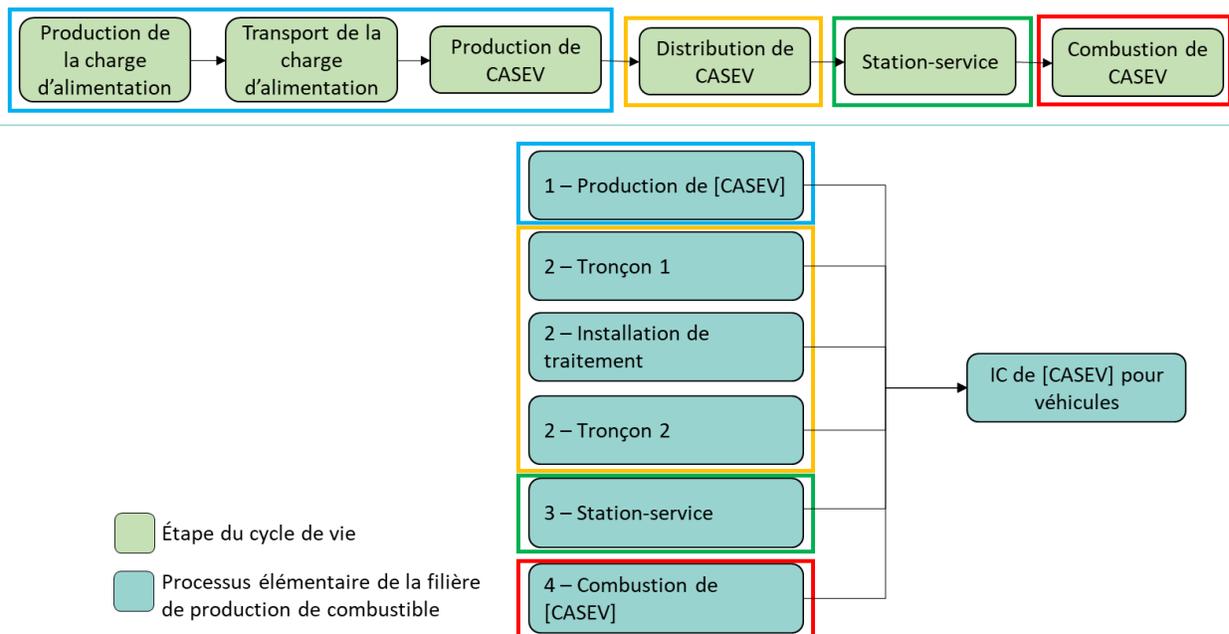


Figure 15: En haut : Les six étapes du cycle de vie des CASEV. En bas : structure d'une filière de production dédiée aux CASEV dans la base de données du Modèle.

4.2 Processus modifiables

Le Modèle contient plusieurs processus élémentaires modifiables pour fournir des gabarits qui représentent la charge d'alimentation, l'électricité et d'autres scénarios. Les processus sont partiellement modélisés mais permettent l'utilisation d'intrants particulier de la bibliothèque des

données. Les approches de modélisation pour chaque type de processus modifiable inclus dans la Base de données sont décrites dans les sous-sections suivantes.

4.2.1 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisses animales

Les processus modifiables de graisses animales ont été modélisés à partir des processus de graisses animales disponibles dans la Bibliothèque de données (**chapitre 3.5.1**). L'ICV a été calculé en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport local des sous-produits animaux. Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux entrants des processus modifiables, tandis qu'un flux fictif d'électricité, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport local et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants. Une consommation d'électricité par défaut de 0,1786 kWh est attribuée au flux fictif et une distance de camionnage par défaut de 196,16 kg*km (ce qui représente la distance de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km) est attribuée aux camions locaux avec une charge utile 25 tonnes, tandis que les autres flux sont fixés à zéro.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un intrant d'électricité pour représenter le réseau électrique de leur emplacement géographique et ajouter la distance de chargement calculée à tous les modes de transport applicables. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur le laisse à zéro.

Toutes les sources de données pour ce processus modifiable sont énumérées au **chapitre 3.5.1**.

4.2.2 Approche de modélisation pour des processus modifiables de CSC

Les processus modifiables de CSC ne contiennent pas de modélisation. Ils sont utilisés afin de saisir les réductions nettes d'émissions de CO₂ capturé à une usine de production de combustible et envoyé en stockage permanent ou utilisé pour un projet de récupération assistée d'hydrocarbures avec stockage permanent. Cette quantité est déterminée par l'utilisateur ou conformément aux instructions d'un programme. La réduction nette est calculée comme la somme des émissions associées au captage, au transport, à l'injection et au flux de recyclage de CO₂ moins la quantité de CO₂ stockée de manière permanente³⁶. Cependant, il est important de ne pas double compter les réductions des émissions : une valeur négative de CO₂ fossile pour la quantité stockée de manière permanente ne devrait être considérée dans les calculs des réductions nettes des émissions que si la quantité de CO₂ capturé n'a pas été soustraite des émissions d'un processus de production de combustible qui auraient eu lieu sans CSC, ou si les émissions de CO₂ capturées du procédé de production de combustible sont biogéniques.

Le CO₂ capturé est modélisé comme flux de type déchet, qui peut ensuite être ajouté comme sortie dans un processus de production de combustible.

4.2.3 Approche de modélisation pour le processus modifiables d'huile de maïs

Les processus modifiables d'huile de maïs ont été modélisés comme un coproduit de la production d'éthanol par mouture à sec, à partir de la fermentation de maïs utilisé comme charge d'alimentation. La frontière du processus de production d'huile de maïs commence par la production de maïs et se

³⁶ L'utilisateur peut également ajouter des processus de la Bibliothèque de données directement dans ces processus afin de modéliser des activités de captage, de transport et d'injection de CO₂ capturé.

termine par la production d'huile de maïs à l'usine de bioéthanol. La **Figure 16** montre les étapes de traitement modélisées dans le développement du processus modifiable d'huile de maïs. L'unité fonctionnelle est 1 kg d'huile extraite à l'usine de bioéthanol, avant la distribution.

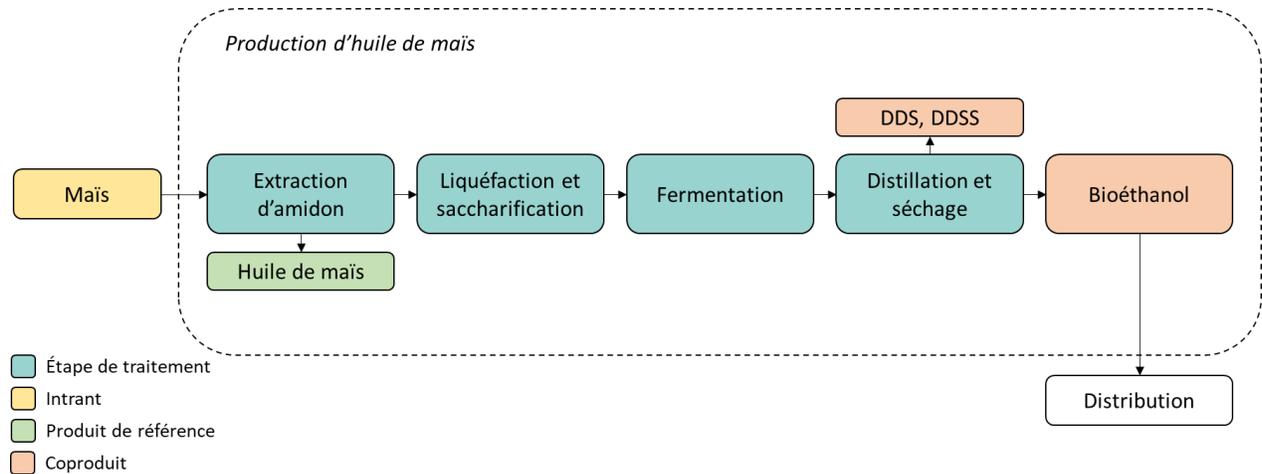


Figure 16 : Vue d'ensemble de la production d'huile de maïs au Canada et aux États-Unis

Lors du processus de séparation de l'éthanol, trois principaux coproduits sont générés : l'éthanol de maïs, l'huile de maïs et les drêches de distillerie avec solubles sèches. L'affectation des charges aux coproduits est effectuée en fonction du contenu énergétique des coproduits.

Les processus de production d'huile de maïs ont été adaptés à partir de la filière de combustible d'éthanol par mouture à sec de maïs, avec extraction de l'huile de maïs selon GREET 2019.

Les processus modifiables ont été modélisés en calculant l'ICV du processus de production d'huile de maïs, en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport local du maïs. Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux extrants du processus modifiable, tandis qu'un flux d'électricité fictif, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport local et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants. Une consommation d'électricité par défaut de 0,1855 kWh est attribuée au flux fictif et une distance de camionnage par défaut de 254,72 kg*km (ce qui représente la distance de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km) est attribuée aux camions locaux avec une charge utile 25 tonnes, tandis que les autres flux sont fixés à zéro.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un intrant d'électricité pour représenter le réseau électrique de leur emplacement géographique et ajouter la distance de chargement calculée à tous les modes de transport applicables. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur le laisse à zéro.

Les sources de données principales utilisées pour la modélisation de la production d'huile de maïs sont énumérées ci-dessous :

- CIRAIG. (2021). Technical report: Data to Inform Life Cycle Assessment of Canadian Imported Biofuels
- GREET (2019). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2019). (Disponible en anglais seulement)

4.2.4 Approche de modélisation pour les processus modifiables de réseaux électriques

Les processus modifiables de réseaux électriques ne contiennent pas de modélisation additionnelle. Ils sont utilisés pour créer des réseaux électriques pour des régions qui ne sont pas déjà couvertes dans la Bibliothèque de données. N'importe quelle des technologies de production d'électricité dans la section des intrants peut être choisi par l'utilisateur, avec une quantité totale d'électricité qui égale à 1 kWh.

4.2.5 Approche de modélisation des processus modifiables d'huile des oléagineux

Les processus modifiables pour l'huile provenant de graines oléagineuses ont été modélisés en se basant sur une moyenne de processus de production d'huile végétale d'huile de canola, d'huile de soja et d'huile de caméline. Les utilisateurs du Modèle peuvent utiliser l'un des processus modifiables pour modéliser la production d'huile à partir de graines oléagineuses dans une région donnée. La culture des graines oléagineuses et l'extraction d'huile ont été modélisés dans le développement des processus modifiables.

La culture des graines oléagineuses a été modélisée tel que décrit dans le **chapitre 3.5.2**, en utilisant la même conception et les mêmes sources de données que pour le maïs, le blé, l'orge et les pois des champs.

La majeure partie de l'ICV de la caméline et du soja a ont été élaborés en utilisant les mêmes sources de données que les rapports de la TRCCD, et l'approche de modélisation est restée la même. Les données manquantes ont été comblées en utilisant des données de la Government of Saskatchewan's Crop Planning Guide and Specialty Crop Reports (Agriculture 2018-2020 reports). Les principales sources de données sont répertoriées à la fin de cette section.

Les données provinciales utilisées pour les trois cultures de graines oléagineuses provenant des rapports de la TRCCD, sont présentées dans le **Tableau 8**.

Tableau 8: Portée géographique des graines oléagineuses de caméline, de canola et de soja utilisées pour modéliser les processus modifiables d'huile provenant de graines oléagineuses

Crop	Alb.	C.-B.	Man.	N.-B.	T.-N.-L.	N.-É.	Ont.	Î.-P.-É.	Qc	Sask.
Camelina	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Canola	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Soybean	Non	Non	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Au cours du processus d'extraction de l'huile, un tourteau riche en protéines est produit en tant que coproduit. Un aperçu des étapes de traitement pour l'extraction d'huile à partir des graines oléagineuses est présenté dans la **Figure 17**.

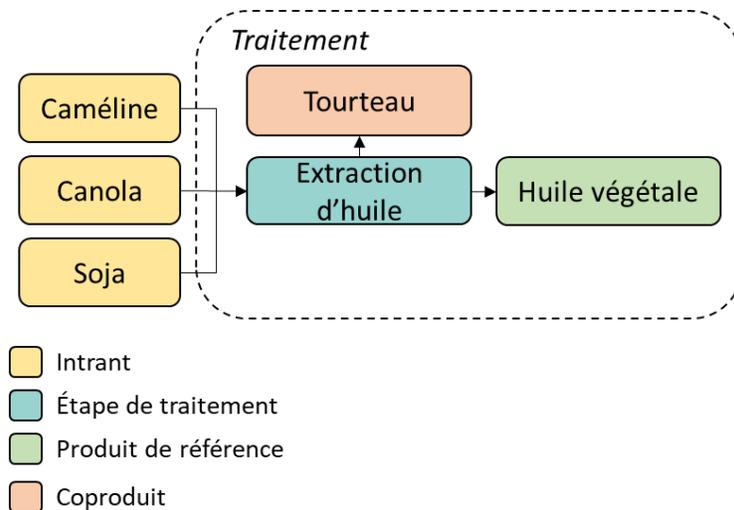


Figure 17 : Principales étapes de traitement intervenant dans l'extraction d'huile végétale à partir de graines oléagineuses

Les données d'extraction d'huile ont été compilées à partir d'une revue de la littérature américaine et canadienne pour la production d'huile de caméline (Shonnard 2010), de canola ((S&T)² Consultants Inc. 2010) et de soja (Chen 2018).

L'affectation des charges aux protéines de tourteau et à l'huile lors de l'extraction d'huile, est effectuée en fonction de la teneur en masse sèche des produits.

Afin d'assurer la cohérence entre tous les types de processus d'extraction d'huile, il est supposé que l'énergie thermique totale requise pour tous les processus d'extraction d'huile est toujours fournie par la combustion de gaz naturel.

Les processus modifiables ont été modélisés en calculant l'ICV du processus d'extraction d'huile à partir des graines oléagineuses, en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport local des graines oléagineuses. Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux extrants du processus modifiable, tandis qu'un flux d'électricité fictif, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport local et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants. Une consommation d'électricité par défaut de 0,03334 kWh est attribuée au flux fictif et une distance de camionnage par défaut de 111,15 kg*km (ce qui représente la distance de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km) est attribuée aux camions locaux avec une charge utile 25 tonnes, tandis que les autres flux sont fixés à zéro.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un intrant d'électricité pour représenter le réseau électrique de leur emplacement géographique et ajouter la distance de chargement calculée à tous les modes de transport applicables. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur le laisse à zéro.

Liste des principales sources de données pour la modélisation d'huile des oléagineux

Production:

- (S&T)² Consultants Inc. (2010). Life cycle analysis of canola biodiesel. Winnipeg, MC: Canola Council of Canada. Extrait de: [Canola biofuels](#). (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022a). Updated Carbon Footprint for Canadian Canola. Ottawa, ON: Canadian Roundtable on Sustainable Crops. Extrait de : [Canadian Grains Sustainability](#). (Disponible en anglais seulement)
- (S&T)² Consultants Inc. (2022b). Updated Carbon Footprints for Major Canadian Grains Methodology Report. Ottawa, ON: Canadian Roundtable on Sustainable Crops. Extrait de : [Canadian Grains Sustainability](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2018a). Crop Planning Guide. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2018 Planning Guide](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2018b). Specialty Crop Report. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2018 Specialty Report](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2019a). Crop Planning Guide. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2019 Planning Guide](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2019b). Specialty Crop Report. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2019 Specialty Report](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2020a). Crop Planning Guide. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2020 Planning Guide](#). (Disponible en anglais seulement)
- Agriculture (2020b). Specialty Crop Report. Regina, SK: Government of Saskatchewan. Extrait de : [Government of Saskatchewan Publications 2020 Specialty Report](#). (Disponible en anglais seulement)
- CECPA 2016. Centre d'études sur les coûts de production en agriculture (2016). Rapport final: Étude sur les coûts de production Céréales, maïs-grain et oléagineux 2014. Extrait de: [Centre d'etudes sur les couts de production en agriculture](#)
- MASC (2020). Manitoba Agricultural Services Corporation. 2020. Manitoba Management Plus Program. Yield by Soil Type Browser. Extrait de: [Manitoba Agricultural Services Corporation Soil Type Browser](#). (Disponible en anglais seulement)
- Manitoba (2022). Government of Manitoba (2022). Cropplan Production Cost calculator version 3.0. Cost of Production / Marketing / Management. 2022 Crop Year. Extrait de: [Manitoba Agricultural Services Corporation Cropplan](#). (Disponible en anglais seulement)
- OMAFRA (2024). Ontario Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs (2024). Publication 60: Field Crop Budgets 2024. Extrait de: [Ontario Publication 60: Field Crop Budgets](#). (Disponible en anglais seulement)
- Statistique Canada. [Tableau 32-10-0002-01 Estimation de la superficie, du rendement et de la production des principales grandes cultures par régions de données intra-provinciales, en unités métriques et impériales](#)

- Statistique Canada. [Tableau 32-10-0038-01 Expéditions d'engrais vers le marché agricole canadien et les marchés d'exportation, selon le type de produit et la campagne de fertilisation, données cumulatives \(x 1 000\)](#)
- Stratus Ag Research (2017). Fertilizer Use Survey – Ontario Report (2016 Crop Year)
- Stratus Ag Research (2018). Fertilizer Use Survey (2017 Crop Year)
- Stratus Ag Research (2020). Fertilizer Use Survey (2019 Crop Year)
- Stratus Ag Research (2021). Fertilizer Use Survey (2020 Crop Year) Ontario
- USDA 2012. United States Department of Agriculture (2012). Agricultural Resource Management Survey (ARMS), conducted by the National Agricultural Statistics Service and the Economic Research Service. Extrait de: [USDA Soybean and Oil Crops](#). (Disponible en anglais seulement)

Extraction:

- Chen, R., Qin, Z., Han, J., Wang, M., Taheripour, F., Tyner, W., Duffield, J. (2018). Life cycle energy and greenhouse gas emission effects of biodiesel in the United States with induced land use change impacts. *Bioresource technology*, 251, 249-258
- Miller, P., & Kumar, A. (2013). Development of emission parameters and net energy ratio for renewable diesel from Canola and Camelina. *Energy*, 58, 426-437
- Shonnard, D., Williams, L., & Kalnes, T. (n.d.). (2010). Camelina-derived jet fuel and diesel: Sustainable advanced biofuels. *Environ. Prog. Sustainable Energy*, 29, 382-392
- GREET (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Argonne National Laboratory. (GREET 2022). (Disponible en anglais seulement)

4.2.6 Approche de modélisation pour le processus modifiable de l'oxygène

Les processus ont été modélisés en considérant une usine de séparation cryogénique de l'air à deux colonnes, où trois compresseurs et une pompe sont utilisés pour séparer les flux d'oxygène et d'azote liquides (à une pression de 5 bar). L'apport énergétique en électricité pour les compresseurs et la pompe est tiré du rapport *Energetic, exergetic and economic assessment of oxygen production from two columns cryogenic air separation unit* (2015).

Après la séparation, l'oxygène liquide est comprimé pour atteindre la phase gazeuse à 29.2 bar. La consommation d'électricité requise pour la compression est basée sur le rapport *Gate-to-Gate Carbon Intensity Hydrogen* de 2023 du Conseil national de recherches (CNRC). Il est à noter que cette pression est compatible avec une injection en pipeline. Les recompressions et pertes éventuelles le long de pipeline sont exclues.

Pour être conservateur, il est considéré qu'uniquement l'oxygène est valorisé, l'azote étant relâché dans l'atmosphère. Ainsi, tous les impacts sont alloués à l'oxygène produit.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un intrant d'électricité pour représenter le réseau électrique de leur emplacement géographique.

Liste des principales sources de données pour la modélisation de l'oxygène :

- Armin Ebrahimi, Mousa Meratizaman, Hamed Akbarpour Reyhani, Omid Pourali, Majid Amidpour, *Energetic, exergetic and economic assessment of oxygen production from two columns cryogenic air separation unit*, 2015 DOI:10.1016

Conseil national de recherches (CNRC), *Gate-to-Gate Carbon Intensity Hydrogen* (2023). Rapport interne.

4.2.7 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisse jaune

Les processus modifiables de graisse jaune ont été modélisés à partir du processus canadien pour la production de graisse jaune disponibles dans la bibliothèque de données (**chapitre 3.5.1**). L'ICV a été calculé en excluant les intrants de l'électricité, ainsi que les intrants du transport local d'HCU brute. Les résultats d'ICV ont ensuite été ajoutés aux extrants du processus modifiable, tandis qu'un flux d'électricité fictif, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport local et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants. Une consommation d'électricité par défaut de 0,069444 kWh est attribuée au flux fictif et une distance de camionnage par défaut de 423,36 kg*km (ce qui représente la distance de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 313,6 km) est attribuée aux camions locaux avec une charge utile 25 tonnes, tandis que les autres flux sont fixés à zéro.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un intrant d'électricité pour représenter le réseau électrique de leur emplacement géographique et ajouter la distance de chargement calculée à tous les modes de transport applicables. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur le laisse à 0.

Toutes les sources de données pour ce processus modifiable sont énumérées au **chapitre 3.5.6**.

Annexe A : Paramètres supplémentaires pour des conversions d'unités

Le Modèle utilise divers types d'unités qui sont parfois atypiques comparées aux unités conventionnelles pour que la collecte de données permette une modélisation d'ACV uniforme. Cette section inclut des conversions communes qui peuvent être utilisées avec le Modèle.

Tableau 9: Valeurs de conversion de charges d'alimentation supplémentaires

Catégorie de charge d'alimentation	Type de charge d'alimentation	Densité	Unité	Source des données
Grains	Orge	48	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains. (Disponible en anglais seulement)
Grains	Maïs	56	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains. (Disponible en anglais seulement)
Grains	Blé (non dur)	60	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains. (Disponible en anglais seulement)
Pois des champs	Pois des champs	60	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Graisses animales	0,884	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité du suif. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile de maïs	0,915	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité de l'huile de canola. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile d'oléagineux	0,915	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité de l'huile de canola. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile de cuisson usée (HCU)	0,910	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité utilisée pour l'huile usée. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Graisse jaune	0,884	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)

Catégorie de charge d'alimentation	Type de charge d'alimentation	Densité	Unité	Source des données
Fibres ligneuses	Copeaux de bois, de billes non marchandes	12,10	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .
Fibres ligneuses	Granules de bois, de coproduits de scieries	34,04	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .
Fibres ligneuses	Granules de bois, de billes non marchandes	34,04	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .

Tableau 10 : Paramètres supplémentaires pour des CFIC. Pour des CFIC gazeux, la PCS et la densité sont fournis à un volume à conditions standards

CFIC	Paramètre	Valeur	Source de données
Bioéthanol	PCS (MJ/kg)	29,67	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Bioéthanol	PCS (MJ/L)	23,42	Calculé
Bioéthanol	Densité (kg/m ³)	789,30	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biodiesel	PCS (MJ/kg)	39,89	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biodiesel	PCS (MJ/L)	35,18	Calculé
Biodiesel	Densité (kg/m ³)	882,00	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biogaz	PCS (MJ/L)	0,0186	Élaboré par ECCC
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	PCS (MJ/kg)	46,63	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	PCS (MJ/L)	34,92	Calculé
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	Densité (kg/m ³)	748,93	Calculé basé sur le GREET de 2018. Consulter le « HHV GREET Calcs.xlsx ». (Disponible en anglais seulement)
Combustible d'aviation durable (CAD)	PCS (MJ/kg)	47,17	CA-GREET3.0 model (onglet « JetFuel_WTP »). (Disponible en anglais seulement)

CFIC	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustible d'aviation durable (CAD)	PCS (MJ/L)	36,40	Calculé
Combustible d'aviation durable (CAD)	Densité (kg/m ³)	771,60	Neste MY Sustainable Aviation Fuel Product Data Sheet. (Disponible en anglais seulement)
Propane renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/kg)	51,34	Supposé à être le même que le propane fossile
Propane renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,097	Calculé
Propane renouvelable (gazeux)	Densité (kg/m ³)	1,88	Supposé à être le même que le propane fossile (gazeux)
Propane renouvelable (liquide)	PCS (MJ/kg)	51,34	Supposé à être le même que le propane fossile
Propane renouvelable (liquide)	PCS (MJ/L)	25,31	Calculé
Propane renouvelable (liquide)	Densité (kg/m ³)	493,00	Supposé à être le même que le propane fossile
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/kg)	54,03	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,038	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	Densité (kg/m ³)	0,7105	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (liquide)	PCS (MJ/kg)	55,21	Supposé à être le même que le gaz naturel liquide
Gaz naturel renouvelable (liquide)	PCS (MJ/L)	23,64	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (liquide)	Densité (kg/m ³)	428,20	Supposé à être le même que le gaz naturel liquide
Hydrogène (gazeux)	PCS (MJ/kg)	141,92	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)
Hydrogène (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,013	Calculé
Hydrogène (gazeux)	Densité (kg/m ³)	0,0899	Hydrogen Tools. Equation state calculator . Propriétés à 0 degrés C et 1 atm. (Disponible en anglais seulement)

CFIC	Paramètre	Valeur	Source de données
Hydrogène (liquide)	PCS (MJ/kg)	141,80	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)
Hydrogène (liquide)	PCS (MJ/L)	10,04	Calculé
Hydrogène (liquide)	Densité (kg/m ³)	70,8	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)

Tableau 11: Paramètres supplémentaires pour les coproduits de CFIC

CFIC	Coproduit	Paramètre	Valeur	Source de données
Bioéthanol	Nourriture pour animaux (y compris DDS, DHD, DDSS, DHDS, nourriture à base de gluten, farine de gluten, germe)	PCS (MJ/kg base sèche)	21,75	R. V. Morey, D. L. Hatfield, R. Sears, D. Haak, D. G. Tiffany, & N. Kaliyan. (2009). Fuel properties of biomass feed streams at ethanol plants . <i>Applied Engineering in Agriculture</i> , 25(1), 57–64. (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Huile de maïs	PCS (MJ/kg base sèche)	36,55	EPA (2018). Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories . (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Sirop, ensilage mince	PCS (MJ/kg base sèche)	19,73	R. V. Morey, D. L. Hatfield, R. Sears, D. Haak, D. G. Tiffany, & N. Kaliyan. (2009). Fuel properties of biomass feed streams at ethanol plants . <i>Applied Engineering in Agriculture</i> , 25(1), 57–64. (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Lignine	PCS (MJ/kg base sèche)	25,60	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Résidus de distillation	PCS (MJ/kg base sèche)	42,21	GREET1_2022 (onglet « Fuel_Specs » , cellule D29). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Acides gras libres	PCS (MJ/kg base sèche)	42,21	GREET1_2022 (onglet « Fuel_Specs » , cellule D29). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Glycérol	PCS (MJ/kg base sèche)	18,10	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)
Biocombustible renouvelable produit par hydrogénation	Biochar	PCS (MJ/kg base sèche)	22,00	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)

Tableau 12: Paramètres supplémentaires d'intrants de matière

Produit chimique	Densité (kg/m ³)	Source de données
Méthanol	794,1013539	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Hydrogène (gazeux)	0,0899	Hydrogen Tools. Equation state calculator . Propriétés à 0 degrés C et 1 atm. (Disponible en anglais seulement)
Hydrogène (liquide)	70,8	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)

Tableau 13 : Paramètres supplémentaires pour les autres combustibles

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	PCS (MJ/kg)	46,32	Calculé
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	PCS (MJ/L)	37,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	Densité (kg/m ³)	807,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (bitumineux)	PCS (MJ/kg)	28,37	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (lignite)	PCS (MJ/kg)	16,29	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (subbitumineux)	PCS (MJ/kg)	18,44	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Diesel	PCS (MJ/kg)	45,5	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Combustibles fossiles	Diesel	PCS (MJ/L)	38,35	Calculé
Combustibles fossiles	Diesel	Densité (kg/m ³)	842,9	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Essence	PCS (MJ/kg)	45,8	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Combustibles fossiles	Essence	PCS (MJ/L)	33,45	Calculé
Combustibles fossiles	Essence	Densité (kg/m ³)	730,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout lourd	PCS (MJ/kg)	42,81	Calculé
Combustibles fossiles	Mazout lourd	PCS (MJ/L)	42,5	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout lourd	Densité (kg/m ³)	992,8	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Kérosène	PCS (MJ/kg)	46,67	Calculé
Combustibles fossiles	Kérosène	PCS (MJ/L)	37,68	Basé sur la valeur dans le RIN.

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles fossiles	Kérosène	Densité (kg/m ³)	807,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger	PCS (MJ/kg)	46,22	Calculé
Combustibles fossiles	Mazout léger	PCS (MJ/L)	38,8	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger	Densité (kg/m ³)	839,5	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	PCS (MJ/kg)	52,04	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	PCS (MJ/L)	26,41	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	Densité (kg/m ³)	507,5	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	PCS (MJ/kg)	54,03	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	PCS (MJ/L)	0,038	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	Densité (kg/m ³)	0,7105	Enbridge. Learn about natural gas-Chemical composition of natural gas. (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	PCS (MJ/kg)	55,21	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	PCS (MJ/L)	23,64	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	Densité (kg/m ³)	428,2	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	PCS (MJ/kg)	36,24	Calculé
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	PCS (MJ/L)	43,46	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	Densité (kg/m ³)	1199,3	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	PCS (MJ/kg)	51,34	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,097	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	Densité (kg/m ³)	1,8839	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	PCS (MJ/kg)	51,34	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	PCS (MJ/L)	25,31	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	Densité (kg/m ³)	493,0	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	PCS (MJ/kg)	46,22	Supposé à être le même que le mazout léger

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	PCS (MJ/L)	38,8	Supposé à être le même que le mazout léger
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	Densité (kg/m ³)	839,5	Supposé à être le même que le mazout léger
Autres sources d'énergie	Vapeur achetée	PCS (MJ/kg)	2,79	GHGenius 5.01e. (Disponible en anglais seulement)
Combustibles renouvelables	Granules, de résidus agricoles	PCS (MJ/kg base sèche)	18,3	GREET 2018. (Disponible en anglais seulement)
Combustibles renouvelables	Copeaux de bois de coproduits de scierie	PCS (MJ/kg base humide)	10,5	Les valeurs de densité pour les fibres ligneuses sont basées sur des paramètres des Bulletins d'information sur les biocarburants solides n° 2 de RNCan.
Combustibles renouvelables	Granules de bois de coproduits de scierie	PCS (MJ/kg base humide)	19	Les valeurs de densité pour les fibres ligneuses sont basées sur des paramètres des Bulletins d'information sur les biocarburants solides no 2 de RNCan.