# MÉTHODE
## DU MODÈLE ACV DES COMBUSTIBLES

Environnement et Changement climatique Canada
Environment and Climate Change Canada

Canada

N° de cat. : En4-418/2020F-PDF
ISBN : 978-0-660-36532-9

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**
12e étage, édifice Fontaine
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)  K1A 0H3
Téléphone : 819-938-3860
Ligne sans frais : 1-800-668-6767 (au Canada seulement)
Courriel : ec.enviroinfo.ec@canada.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par la ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2020

Also available in English

# Préface

L'objectif du présent document intitulé *« Méthode du modèle ACV des combustibles »* est d'expliquer la méthode utilisée dans l'élaboration du modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles et d'indiquer comment l'intensité en carbone (IC) qui est déterminée à l'aide du modèle s'applique au *Règlement sur les combustibles propres* qui est proposé (projet de règlement). Le document se présente en deux parties distinctes :

- Première partie : Description des hypothèses générales, des sources de données et des procédures de calcul associées au modèle ACV des combustibles.
- Deuxième partie : Explication des mécanismes de création d'unités de conformité dans le cadre des catégories de conformité 1, 2 et 3 proposées dans le projet de règlement. Les intensités en carbone par défaut de l'électricité par province ainsi que des combustibles fossiles et de sources d'énergie (gaz naturel, gaz naturel comprimé, gaz naturel liquéfié, propane, gaz de pétrole liquéfié et hydrogène) y sont présentées.
- Annexes : L'annexe A présente le potentiel de réchauffement global pour divers gaz à effet de serre (GES). L'annexe B comprend deux rapports relatifs à des travaux antérieurs qui ont contribué au développement du modèle ACV des combustibles.

**AQ/CQ et revue critique de l'ISO**

Dès réception des rapports techniques et de toutes les fiches techniques connexes du contractant figurant à l'annexe B, 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 méthodes, des procédures de calcul, des données incluses et des sources documentaires utilisées pour générer une intensité en carbone pour divers combustibles fossiles et combustibles à faible intensité en carbone (CFIC).

Le rapport de l'étape clé 2 a fait l'objet d'une revue critique effectuée par des experts dans le domaine de l'ACV afin de respecter les lignes directrices de l'ISO pour les études portant sur l'analyse du cycle de vie. La revue critique a été finalisée à l'été 2020 et a abouti à un verdict positif. Le rapport final de la revue critique des combustibles fossiles est disponible sur demande. Le rapport de l'étape clé 2 et les intensités en carbone qui en résultent incluent tous les changements identifiés dans le cours du processus de la revue critique. Les valeurs d'IC de base pour les combustibles fossiles indiquées dans le rapport de l'étape 2 sont les mêmes que celles du projet de règlement qui sont présentées dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Le rapport de l'étape clé 3 fait également l'objet d'une revue critique par des experts en ACV afin de respecter les lignes directrices de l'ISO pour les études d'ACV (actuellement en cours). Les résultats de la revue critique et de l'AQ et du CQ réalisés par ECCC, des essais avec des utilisateurs potentiels et de la période de consultation de 75 jours suivant la publication de la *Méthode du modèle ACV des combustibles* se traduiront par la modification du modèle ACV des combustibles avant son lancement. Par conséquent, étant donné qu'ECCC mène toujours des activités liées au développement du modèle ACV des combustibles, **les intensités en carbone soulignées dans le rapport de l'étape clé 3 présenté à l'annexe B doivent être considérées comme étant en cours de révision et donc, non représentatives des valeurs finales**. Le rapport de l'étape clé 3 est partagé dans l'intérêt de la transparence et aux fins de rétroaction.

**Annexe B**

1. *Étape clé 2 : Méthode pour les filières de combustibles fossiles et les intensités en carbone de base*
2. *Étape clé 3 : Méthode pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone et les intensités en carbone par défaut*

Les rapports techniques (étapes clés 2 et 3) présentés à l'annexe B sont des produits qui ont été élaborés par EarthShift Global, LLC sous contrat avec ECCC. Les rapports des étapes clés ont été soumis à ECCC pour contribuer à l'élaboration des valeurs de base de l'IC des combustibles fossiles et des valeurs prédéfinies de l'IC des CFIC pour le projet de règlement dans le cadre du contrat de modélisation de l'ACV des combustibles.

Les rapports présentent la méthode et les sources de données utilisées pour développer diverses filières de combustibles et les valeurs de base de l'IC qui en résultent pour les combustibles fossiles et les CFIC produits au Canada. Tous les calculs techniques et la modélisation utilisés pour développer les différentes filières de combustibles et les intensités en carbone associées ont été réalisés par le contractant EarthShift Global, LLC.

## Avertissement

Le présent document ne remplace ou ne modifie d'aucune manière la *Loi sur la protection d'environnement (1999)* ni le projet de règlement intitulé *Règlement sur les combustibles propres*, pas plus qu'il ne vise à fournir une interprétation juridique du projet de règlement. En cas d'incompatibilité entre le présent document et la Loi ou le projet de règlement, la Loi et le projet de règlement prévalent.

# Table des matières

**Préface** ..... ii
**Avertissement** ..... iii
**Partie I** ..... 1
**Contexte** ..... 2
**Définitions** ..... 3
**Acronymes** ..... 5
**Chapitre 1: Introduction et principes généraux** ..... 7
1.1 Projet de règlement sur les combustibles propres ..... 7
1.2 Rôle du modèle ACV des combustibles ..... 7
1.3 Objectif de la méthode du modèle ACV des combustibles ..... 8
1.4 Normes connexes ..... 8
1.5 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de GES pour les filières de CFIC ..... 8
1.5.1 Description du concept général de l'ACV ..... 8
1.5.2 Principes et pertinence ..... 9
1.5.3 Concept de filières et définitions ..... 9
1.6 Options de modélisation pour les filières nouvelles, modifiées et existantes ..... 11
**Chapitre 2: Objectif et portée du modèle ACV des combustibles** ..... 13
2.1 Objectif ..... 13
2.2 Portée ..... 13
2.2.1 Fonction et unité fonctionnelle ..... 13
2.2.2 Combustibles importés et des charge d'alimentation étrangère dans le modèle ACV des combustibles ..... 14
2.3 Limites du système ..... 14
2.3.1 Procédés exclus ..... 14
2.3.2 Critères de seuil ..... 15
2.4 Rapports et communication ..... 15
2.4.1 Collecte de données pour les processus unitaires d'avant-plan ..... 16
2.4.2 Collecte de données pour les processus unitaires d'arrière-plan ..... 17
2.5 Incertitude relative aux données ..... 18
2.6 Allocations de coproduits ..... 18
2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et modification de l'utilisation des terres ..... 20
2.8 Méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie ..... 20
2.9 Limites du modèle ACV des combustibles ..... 21

**Chapitre 3: Combustibles à faible IC : processus unitaires d'avant-plan .....22**
3.1 Extraction des charges d'alimentation.....23
3.1.1 Culture de charge d'alimentation agricole au Canada.....24
3.1.2 Récolte des fibres de bois au Canada.....32
3.1.3 Production de charges d'alimentation étrangères.....36
3.1.4 Collecte des déchets.....36
3.2 Transport des charges d'alimentation.....37
3.2.1 Limites du système en matière de transport.....37
3.2.2 Approche de modélisation relative au transport.....37
3.2.3 Distances de transport par défaut.....39
3.3 Conversion de combustible.....40
3.3.1 Bioéthanol.....40
3.3.2 Biodiesel.....45
3.3.3 CFIC solide.....49
3.3.4 Huile de pyrolyse.....54
3.3.5 Gaz naturel renouvelable.....55
3.3.6 Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH).....57
3.3.7 Biocarburéacteur.....59
3.3.8 Hydrogène.....61
3.4 Distribution des combustibles.....66
3.4.1 Limites du système de distribution.....66
3.4.2 Approche de modélisation pour la distribution.....66
3.4.3 Distances par défaut pour la distribution.....67
3.5 Combustion du carburant.....68
3.5.1 Approche de modélisation de la combustion.....68
**Chapitre 4: Combustibles à faible intensité en carbone : processus unitaires d'arrière-plan .....70**
4.1 Combustibles fossiles.....70
4.1.1 Aperçu de la modélisation des combustibles fossiles.....70
4.1.2 Portée de la modélisation des combustibles fossiles.....70
4.1.3 Approche de modélisation pour les combustibles fossiles.....72
4.2 Transport et stockage.....75
4.2.1 Aperçu de la modélisation du transport et du stockage.....75
4.2.2 Portée de la modélisation du transport et du stockage.....76
4.2.3 Approche de modélisation.....76
4.3 Électricité.....77

4.4 Intrants chimiques ..... 81
4.4.1 Produits chimiques ..... 81
4.4.2 Produits agrochimiques ..... 82
**Partie II ..... 83**
**Chapitre 5: Création d'unités de conformité et valeurs de référence ..... 84**
5.1 Détermination de la proportion des CFIC qui est produite avec chaque charge d'alimentation ou qui mène à chaque coproduit ..... 85
5.1.1 Bilan trimestriel des matières ..... 85
5.1.2 Plus d'un coproduit ..... 85
5.2 Intensité en carbone par défaut de l'électricité, par province ..... 86
5.3 Intensité en carbone de la production d'électricité, par technologie ..... 86
5.4 Valeurs par défaut des combustibles fossiles et des sources d'énergie ..... 90
5.4.1 Rapport d'efficacité énergétique pour les véhicules électriques et à pile à hydrogène ..... 90
5.4.2 Justification ..... 91
**Annexe A : Facteurs de caractérisation des GES ..... 93**
**Annexe B Travaux contractuels antérieurs pour le modèle ACV des combustibles ..... 99**

## Liste des figures

Figure 1 : Catégories de conformité en matière de création d'unités de conformité dans le cadre du projet de règlement. ..... 7

Figure 2 : Les quatre phases d'une étude d'ACV. Adapté de la norme ISO 14040. ..... 8

Figure 3 : Les cinq étapes du cycle de vie des CFIC dans le modèle ACV des combustibles. ..... 10

Figure 4 : Schéma de la conception du processus unitaire. Les flux de sortie représentent les flux environnementaux, tels que les émissions de GES. Cet aspect est analysé à la section suivante. Les trois processus unitaires ci-dessous pourraient se combiner pour définir une étape du cycle de vie. ..... 10

Figure 5 : Schéma illustrant l'utilisation de la bibliothèque de données de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. (1) Les processus unitaires existants (premier plan et arrière-plan) dans la base de données de la bibliothèque peuvent être utilisés pour modéliser des procédés connus. (2) Les processus unitaires existants sont modifiés si nécessaire et sont appliqués à la filière des CFIC. (3) De nouveaux processus unitaires sont créés et appliqués à la filière des CFIC. ..... 12

Figure 6 : Vue d'ensemble de la culture des charges d'alimentation agricoles, qui représente l'étape du cycle de vie de l'extraction ..... 25

Figure 7 : Unités de rapprochement au Canada ..... 28

Figure 8 : Vue d'ensemble du procédé de collecte des résidus de culture, qui fait partie de l'étape du cycle de vie de l'extraction ..... 31

Figure 9 : Aperçu du procédé de récolte des fibres de bois. Une méthode d'allocation fondée sur la masse a été appliquée à la sciure et aux copeaux de bois produits à la scierie. ..... 34

Figure 10 : Principales étapes de transformation impliquées dans la production de bioéthanol. Les coproduits du bioéthanol dépendent des charges d'alimentation concernées et peuvent inclure des drêches de brasserie d'orge, de l'huile de maïs, des DD, des DDS, du CPP, des DHD et des DHDS. ..... 41

Figure 11 : Principales étapes de la production d'éthanol cellulosique. L'électricité est produite à partir de la lignine et est recyclée vers le réseau. ..... 42

Figure 12 : Principales étapes de la production d'éthanol à partir de résidus de jardin. La filière de production était basée sur la modélisation utilisée dans la filière de l'éthanol cellulosique..... 44

Figure 13 : Principales étapes de la production du biodiesel. Les sous-produits du biodiesel comprennent une farine riche en protéines et du glycérol..... 45

Figure 14 : Principales étapes de la production de biodiesel à partir de suif de bœuf. Les coproduits du procédé d'équarrissage comprennent la farine de viande et d'os et l'eau/vapeur de cuisson (exclus de l'ICV). Les coproduits du procédé de transestérification/raffinage comprennent la glycérine, les lourds du biodiesel et les AGL. ..... 47

Figure 15 : Principales étapes de la production de biodiesel à partir d'huiles de cuisson usées. Les coproduits du procédé de transestérification comprennent la glycérine, les lourds du biodiesel et les AGL. ..... 48

Figure 16 : Principales étapes de la production des granulés de bois. ..... 50

Figure 17 : Principales étapes de la production des granulés de résidus. ..... 53

Figure 18 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'huile de pyrolyse. Les coproduits comprennent le biocharbon et le GNC. Pour la pyrolyse rapide mobile, le GNC est recyclé pour être utilisé comme combustible dans l'usine. Pour la pyrolyse rapide stationnaire, le GNC et le biocharbon sont tous deux recyclés pour sécher la charge d'alimentation entrante ..... 54

Figure 19 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production de GNR à partir de sources de déchets. Le digestat est un coproduit de la digestion anaérobie. ..... 56

Figure 20 : Principales étapes de transformation impliquées dans la production de DRPH. L'extraction de l'huile de canola donne comme produit secondaire le tourteau de canola. Le propane est le principal coproduit de l'étape d'hydrotraitement. ..... 57

Figure 21 : Principales étapes de traitement dans la production de combustible biocarburéacteur hydrotraité à partir de canola. Le naphta et le propane sont des coproduits de l'étape de l'hydrotraitement. ..... 59

Figure 22 : Principales étapes de traitement dans la production de biocarburéacteur hydrotransformé à partir d'HCU. Le propane, le naphta et le diesel renouvelable sont des coproduits de l'étape d'hydrotransformation. ..... 60

Figure 23 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène à partir du RMV. ..... 62

Figure 24 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène par électrolyse. ..... 63

Figure 25 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène à partir de la gazéification/reformage du gaz de synthèse. ..... 65

Figure 26. Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux, liquides et solides sont incluses dans le modèle ACV des combustibles. Le transport représente l'étape du cycle de vie du transport, et le

traitement et le raffinage représentent l'étape du cycle de vie de la conversion. Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières gazeuses, liquides et solides. Notez que les voies de procédés spéciaux et les autres coproduits ne sont pas représentés ci-dessus. ..... 71

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Définition du niveau de qualité des données considéré lors du processus de collecte des données..... 17

Tableau 2 : Sélectionner les facteurs de caractérisation servant au calcul des intensités en carbone en utilisant le PRG 100 du 5RE du GIEC. ..... 21

Tableau 3 : Les filières prédéfinies qui sont incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les filières sont composées de plusieurs éléments de base et sont fondées sur les cinq étapes du cycle de vie définies précédemment. Fidèlement à l'approche modulaire, certains éléments de base sont utilisés pour plusieurs filières. ..... 22

Tableau 4 : Teneur en eau des cultures étudiées. ..... 24

Tableau 5 : Portée géographique des cultures céréalières et oléagineuses canadiennes incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les moyennes canadiennes ont été calculées pour toutes les cultures et peuvent être utilisées en l'absence de données régionales. ..... 27

Tableau 6 : Principales sources de données pour les charges d'alimentation agricoles. ..... 29

Tableau 7 : Principales sources de données pour la caméline, le soja et le blé dur. ..... 30

Tableau 8 : Principales sources de données pour les résidus de cultures. ..... 32

Tableau 9 : Sources de données sur l'exploitation des fibres de bois. ..... 35

Tableau 10 : Résumé des procédés de transport à modéliser pour les combustibles à faible intensité en carbone. ..... 38

Tableau 11 : Les distances de transport moyennes et par défaut pour les charges d'alimentation..... 40

Tableau 12 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de bioéthanol. ..... 40

Tableau 13 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du bioéthanol à partir de céréales ..... 42

Tableau 14 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation des procédés de conversion de l'éthanol cellulosique. ..... 43

Tableau 15 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de bioéthanol. ..... 45

Tableau 16 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biodiesel à partir de graines oléagineuses ..... 46

Tableau 17 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du suif de bœuf en biodiesel. ..... 48

Tableau 18 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biodiesel à partir des HCU. ..... 49

Tableau 19 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de combustibles à faible intensité en carbone solides. ..... 49

Tableau 20 : Teneur en eau des CFIC solides et pouvoirs calorifiques élevés correspondants (MJ/kg). ... 51

Tableau 21 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion des combustibles solides à faible intensité en carbone à partir de fibres de bois. ..... 52

Tableau 22 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion des résidus de cultures en CFIC solides. ..... 53

Tableau 23 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'huile de pyrolyse à partir de charges d'alimentation de fibres de bois. ..... 55

Tableau 24 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation du GNR issu de la digestion anaérobie et des sites d'enfouissement. ..... 57

Tableau 25 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion DRPH de l'huile de canola et de l'huile de palme. ..... 58

Tableau 26 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biocarburéacteur à partir d'HCU et de canola. ..... 60

Tableau 27 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production d'hydrogène. *Le GNR comprend le gaz naturel produit à partir de sources biogéniques telles que le gaz d'enfouissement. ..... 61

Tableau 28 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel. ..... 62

Tableau 29 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel. ..... 64

Tableau 30 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel. ..... 65

Tableau 31 : Moyenne canadienne et distances de transport par défaut pour les biocarburants. ..... 67

Tableau 32 : Approche de modélisation et principales sources de données pour la combustion des CFIC inclus dans le modèle ACV des combustibles. ..... 69

Tableau 33 : Processus unitaires de transport dans le modèle ACV des combustibles. ..... 75

Tableau 34 : Principales références utilisées dans la modélisation des processus unitaires d'arrière-plan du transport. ..... 77

Tableau 35 : Principales sources de données pour la modélisation des produits agrochimiques dans le modèle ACV des combustibles. ..... 82

Tableau 36 : Principales sources de données pour la modélisation des produits agrochimiques dans le modèle ACV des combustibles. ..... 82

Tableau 37. Intensités d'émission des réseaux provinciaux et nationaux incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les valeurs sont pour l'année 2018 et sont exprimées en gramme de $CO_2$e/MJ. ..... 86

Tableau 38 : Intensités de production d'électricité provinciales et nationales regroupées par technologie. En l'absence de valeurs d'IC provinciales, l'IC nationale peut être utilisée. ..... 87

Tableau 39 : Valeurs d'intensité en carbone des combustibles fossiles et des sources d'énergie ..... 90

Tableau 40 : Rapports d'efficacité énergétique ..... 91

Tableau 41 : PRG de 100 ans de GES. Adapté du 5RE du GIEC ..... 93

# Partie I

## Contexte

Le gouvernement du Canada élabore un projet de règlement intitulé le *Règlement sur les combustibles propres* (projet de règlement) en vue de réduire l'intensité en carbone du cycle de vie des combustibles et de l'énergie utilisés au Canada. Le projet de règlement est l'une des politiques complémentaires du Plan climatique du Canada qui s'harmonisera avec la tarification de la pollution par le carbone pour réduire les émissions dans l'ensemble de l'économie.

Dans le cadre du projet de règlement, le gouvernement du Canada élabore un modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles pour déterminer l'intensité en carbone (IC) des combustibles à faible intensité en carbone (CFIC) utilisés au Canada. Pour pouvoir créer des unités de conformité, un producteur ou un fournisseur étranger de combustible à faible IC devrait obtenir une valeur d'IC approuvée pour chaque combustible à faible IC qu'il produit ou importe. Le projet de règlement exige l'utilisation soit du modèle ACV des combustibles pour déterminer les valeurs d'IC propres à une installation au moyen de données propres à l'installation, soit des valeurs par défaut désagrégées disponibles dans le projet de règlement.

Le modèle ACV des combustibles utilise une approche axée sur le cycle de vie qui tient compte des émissions de gaz à effet de serre (GES) rejetées lors des nombreuses étapes du procédé de production du combustible, de l'extraction des charges d'alimentation jusqu'à la combustion. Le modèle ACV des combustibles contient plusieurs éléments de base qui forment des filières prédéfinies représentant les procédés de production des CFIC au Canada. À partir de leurs données primaires, les utilisateurs du modèle ACV des combustibles peuvent utiliser les filières prédéfinies, modifier les éléments de base ou créer de nouvelles filières pour calculer les valeurs d'IC propres à l'installation.

La *Méthode du modèle ACV des combustibles* décrit les méthodes utilisées pour créer les filières prédéfinies disponibles dans le modèle ACV des combustibles. Elle couvre les principales définitions liées à l'ACV, ainsi que les concepts utilisés dans l'élaboration du modèle ACV des combustibles.

## Définitions

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

**Analyse de Monte-Carlo** : Une évaluation de l'incertitude créée en exécutant un calcul plusieurs fois (généralement plus de 1 000 fois) tout en faisant varier l'incertitude sous-jacente différemment à chaque fois.

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

**Biogaz :** Mélange gazeux récupéré de la décomposition anaérobique 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** : La fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique, notamment les substances végétales et animales, provenant de l'agriculture, la sylviculture et d'autres industries telles que la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction d'origine biologique des déchets, y compris les déchets industriels et municipaux.

**Charge d'alimentation** : Ressource qui est extraite, cultivée, collectée ou récoltée et à partir de laquelle le combustible est produit.

**$CO_2$e** : Quantité de dioxyde de carbone qui serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement équivalent sur une période donnée, telle que déterminée par le chapitre 2.8 du présent document.

**Combustibles à faible intensité en carbone** : Combustible, autre qu'un combustible fossile de la catégorie des combustibles liquides, de la catégorie des combustibles gazeux ou de la catégorie des combustibles solides, telle que définie dans le projet de règlement, ayant une intensité en carbone, pour la période de conformité au cours de laquelle le combustible a été produit ou importé, d'au plus 90 % de l'intensité en carbone de référence applicable prévue à l'annexe 1 du projet de règlement ou, dans le cas d'un combustible ou de l'hydrogène visé aux paragraphes 85(1), 86(1) ou 88(1), d'au plus l'intensité de référence applicable prévue à l'annexe 1 du projet de règlement.

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

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

**Évaluation de l'impact du cycle de vie (EICV)** : Phase de l'ACV visant à comprendre et à évaluer l'ampleur et l'importance des impacts environnementaux potentiels pour un système de produit pendant toute la durée de son cycle de vie. (ISO 14040).

**Facteur de caractérisation** : Une grandeur scalaire (ou facteur de pondération) indiquant le potentiel de gaz à effet de serre (ou potentiel de réchauffement global, PRG) d'une émission. Il s'agit d'un terme général qui peut également désigner les facteurs d'échelle associés à d'autres impacts potentiels.

**Intensité en carbone:** Relativement au stock d'un type donné de combustible, quantité de $CO_2$e 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 $CO_2$e 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).

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

# Acronymes

| | |
|---|---|
| 5RE | Cinquième rapport d'analyse du GIEC |
| ACV | Analyse du cycle de vie |
| AER | Alberta Energy Regulator |
| AGL | Acide gras libre |
| BDEEC | Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada |
| CAFE3 | Cadres conceptuels et analytiques pour l'évaluation environnementale de la production d'électricité au Canada |
| CA-GREET | California GREET |
| C&D | Construction et démolition |
| CEPEI | Centro de Pensamiento Estratégico Internacional |
| CFIC | Combustible à faible intensité en carbone |
| CIRAIG | Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services |
| CORRIM | Consortium for Research on Renewable Industrial Materials |
| COS | Carbone organique du sol |
| CPP | Concentré de protéines de pois |
| CSC | Captage et stockage du carbone |
| DD | Drêches de distillerie |
| DDS | DD avec solubles |
| DGMV | Drainage par gravité au moyen de vapeur |
| DHD | Drêches humides de distillerie |
| DHDS | DHD avec les solubles |
| DRPH | Diesel renouvelable produit par hydrogénation |
| DSM | Déchets solides municipaux |
| ECCC | Environnement et Changement climatique Canada |
| EICV | Évaluation de l'impact du cycle de vie |
| ERV | Énergie renouvelable variable |
| GES | Gaz à effet de serre |
| GIEC | Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| GNC | Gaz naturel comprimé |
| GNC | Gaz non condensables |
| GNL | Gaz naturel liquéfié |
| GNR | Gaz naturel renouvelable |
| GREET | Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation |
| HCU | Huile de cuisson usagée |
| HEFA | Esters et acides gras hydrotransformés |

| | |
|---|---|
| IC | Intensité en carbone |
| ICV | Inventaire du cycle de vie |
| INRP | Inventaire national des rejets de polluants |
| IQD | Indicateurs de qualité des données |
| LEAP | Évaluation et performance environnementale de l'élevage |
| LGN | Liquides de gaz naturel |
| NACFE | North American Council for Freight Efficiency |
| NBB | National Biodiesel Board |
| NETL | National Energy Technology Laboratory |
| NREL | National Rewable Energy Laboratory |
| OAIEM | Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines |
| ONE | Office national de l'énergie |
| OPGEE | Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator |
| PCEM | Prairie Crop Energy Model |
| PCS | Pouvoir calorifique supérieur |
| PNUE | Programme des Nations Unies pour l'environnement |
| PRELIM | Petroleum Refinery Life-Cycle Inventory Model |
| PRG | Potentiel de réchauffement global |
| RCPE | Rapports complémentaires sur les performances environnementales |
| RIN | Rapport d'inventaire national |
| RMV | Reformage du méthane à la vapeur |
| RNCan | Ressources naturelles Canada |
| SPK | Kérosène paraffinique synthétique |
| TEU | Traitement des eaux usées |
| TRCCD | Table ronde canadienne sur les cultures durables |
| UR | Unité de rapprochement |

# Chapitre 1: Introduction et principes généraux

## 1.1 Projet de règlement sur les combustibles propres

Le gouvernement du Canada élabore un projet de règlement intitulé le *Règlement sur les combustibles propres* (projet de règlement) en vue de réduire l'intensité en carbone du cycle de vie des combustibles et de l'énergie utilisés au Canada. Le projet de règlement est l'une des politiques complémentaires du Plan climatique du Canada, qui s'harmonisera avec la tarification de la pollution par le carbone pour réduire les émissions dans l'ensemble de l'économie.

Dans le cadre du projet de règlement, les fournisseurs principaux et les créateurs enregistrés pourront créer des unités de conformité dans trois catégories de conformité (**Figure 1**).

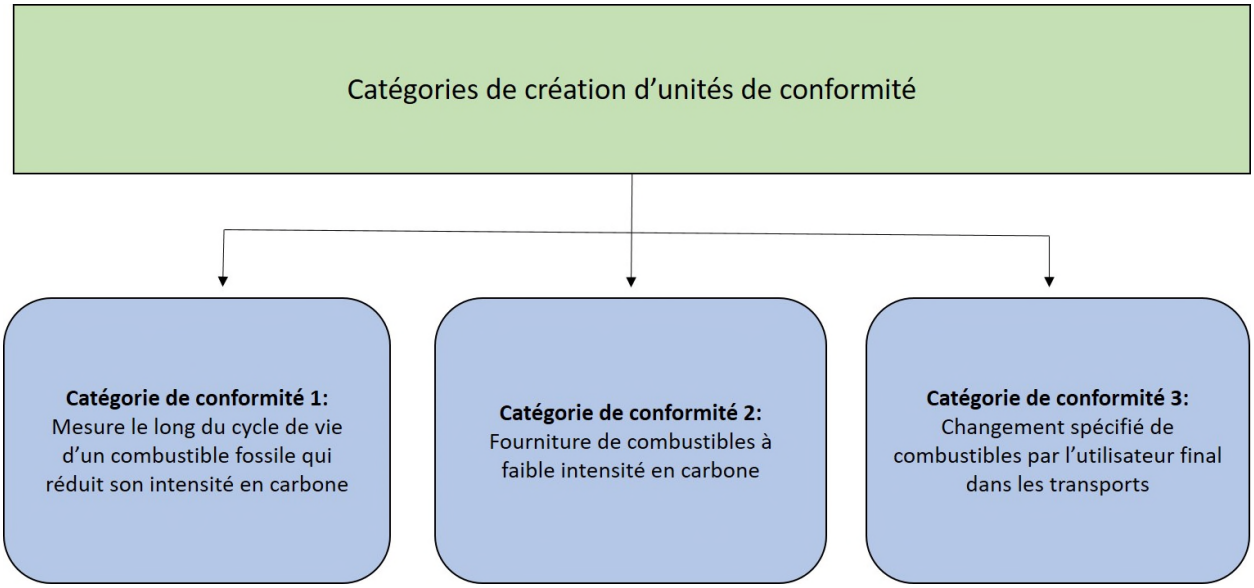



*Figure 1 : Catégories de conformité en matière de création d'unités de conformité dans le cadre du projet de règlement.*

Le gouvernement du Canada a mis au point un modèle conçu pour calculer l'intensité en carbone (IC) des combustibles à faible intensité en carbone (CFIC) qui sera utilisé dans les trois catégories de conformité. Ce modèle est fondé sur une approche d'analyse du cycle de vie (ACV), laquelle est expliquée dans les sections ci-dessous.

## 1.2 Rôle du modèle ACV des combustibles

Le modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles (modèle ACV des combustibles) permet de calculer des valeurs d'IC spécifiques des producteurs de CFIC, y compris la possibilité d'utiliser et de modifier plusieurs filières de CFIC prédéfinies parallèlement aux données primaires. Ces valeurs d'IC sont ensuite utilisées dans la catégorie de conformité 2 et la catégorie de conformité 3 lors de la création des unités de conformité. En outre, certaines méthodes de quantification élaborées pour la catégorie de conformité 1 font également référence à ce document ou au modèle ACV des combustibles pour le calcul des réductions d'émissions des projets de réduction des émissions de $CO_2e$. Des détails supplémentaires concernant les trois catégories de conformité sont disponibles dans la partie II du présent document.

## 1.3 Objectif de la méthode du modèle ACV des combustibles

L'objectif de la première partie de ce document est d'expliquer la méthode utilisée dans l'élaboration du modèle ACV des combustibles. La première partie décrit les hypothèses générales, les sources de données et les procédures de calcul utilisées dans le développement du modèle ACV des combustibles. Ce document devrait être mis à jour lorsque de nouvelles versions du modèle seront publiées afin de refléter les modifications, les améliorations et l'expansion du modèle ACV des combustibles. Ce document contient également deux rapports détaillant les travaux antérieurs réalisés dans le cadre de l'élaboration du modèle ACV des combustibles (**annexe B**).

## 1.4 Normes connexes

Le modèle ACV des combustibles 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*. La norme ISO 14040 fournit la structure de l'ACV, y compris l'objectif et le champ d'application de l'ACV et la terminologie importante. 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 14040**: Gestion environnementale – Analyse du cycle de vie – Principes et cadres

**ISO 14044**: Gestion environnementale — Analyse du cyle de vie — Exigences et lignes directrices

## 1.5 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de GES pour les filières de CFIC

### 1.5.1 Description du concept général de l'ACV

Les études d'ACV sont réalisées de manière structurée, certains principes guidant le procédé de développement. Comme le décrit la norme ISO14040, 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'analyse de l'inventaire, la phase d'évaluation de l'impact du cycle de vie et la phase d'interprétation. La **Figure 2** présente les quatre phases et décrit leurs relations. En particulier, 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 avec l'approche du cycle de vie permet d'obtenir une image plus complète lors de l'évaluation de l'impact du cycle de vie d'un procédé donné.

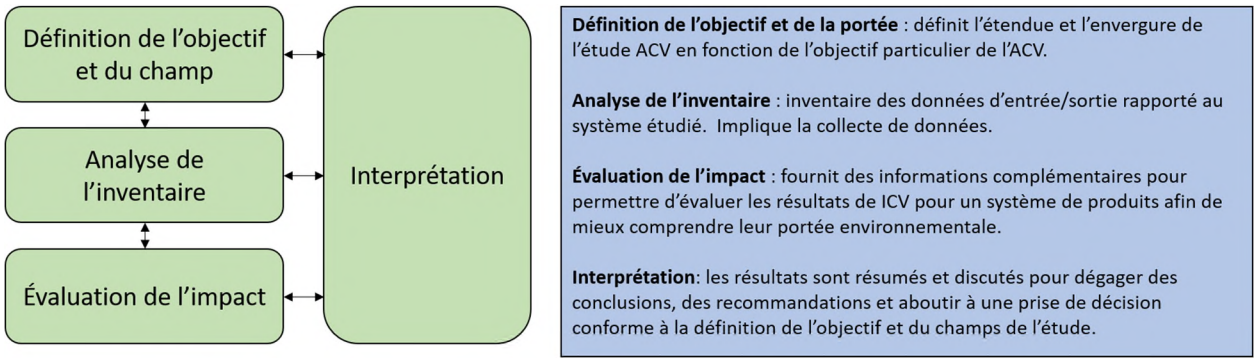



*Figure 2 : Les quatre phases d'une étude d'ACV. Adapté de la norme ISO 14040.*

### 1.5.2 Principes et pertinence

Comme le modèle ACV des combustibles est conçu conformément à la norme ISO 14040, il repose sur bon nombre des mêmes principes. Certains des principes particulièrement importants pour le modèle ACV des combustibles sont décrits ci-dessous.

#### Perspective du cycle de vie

Le modèle ACV des combustibles et le calcul des intensités en carbone des CFIC sont basés sur le cycle de vie. L'approche fondée sur le cycle de vie, de l'extraction/l'acquisition des matières premières jusqu'à leur utilisation/élimination finale, permet de prendre en compte les impacts d'un procédé complet sur l'environnement et de cerner les domaines dans lesquels les charges environnementales existent et peuvent être traitées ou évitées.

#### Accent sur les GES

Comme dans la norme ISO 14040, la conception de l'ACV n'évalue que les impacts environnementaux d'un procédé. Par conséquent, le modèle ACV des combustibles ne tient pas compte des facteurs économiques et sociaux lors de la détermination des intensités en carbone des CFIC. Elle ne prend également en considération que les gaz à effet de serre.

#### Transparence

En raison de la nature complexe de l'ACV, la transparence est essentielle. L'ACV comprend une explication claire de la méthode, une documentation complète et des procédures de calcul au niveau des processus unitaires. La documentation des ensembles de données est conforme aux Principes directeurs mondiaux pour les bases de données sur l'analyse du cycle de vie (PNUE, 2011)[1]

### 1.5.3 Concept de filières et définitions

Le modèle ACV des combustibles contient plusieurs filières de CFIC prédéfinies qui peuvent être utilisées dans les calculs de l'IC. Chaque filière représente le cycle de vie d'un CFIC qui commence par la collecte des charges d'alimentation et se termine par la combustion. Plusieurs concepts sont utilisés pour décomposer chaque filière afin de modéliser avec précision l'IC de chaque CFIC. Cette section présente chaque composante d'une filière de CFIC dans le modèle ACV des combustibles.

#### Étapes du cycle de vie

Les **étapes du cycle de vie** constituent le premier niveau de division d'une filière. Ces étapes sont caractérisées par leur fonction, mais elles ne sont pas définies uniquement par leur produit final. Le modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles utilise cinq étapes, lesquelles sont décrites à la **Figure 3**. Chacune des filières de combustible prédéfinies dans le modèle ACV des combustibles suit ces étapes.

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

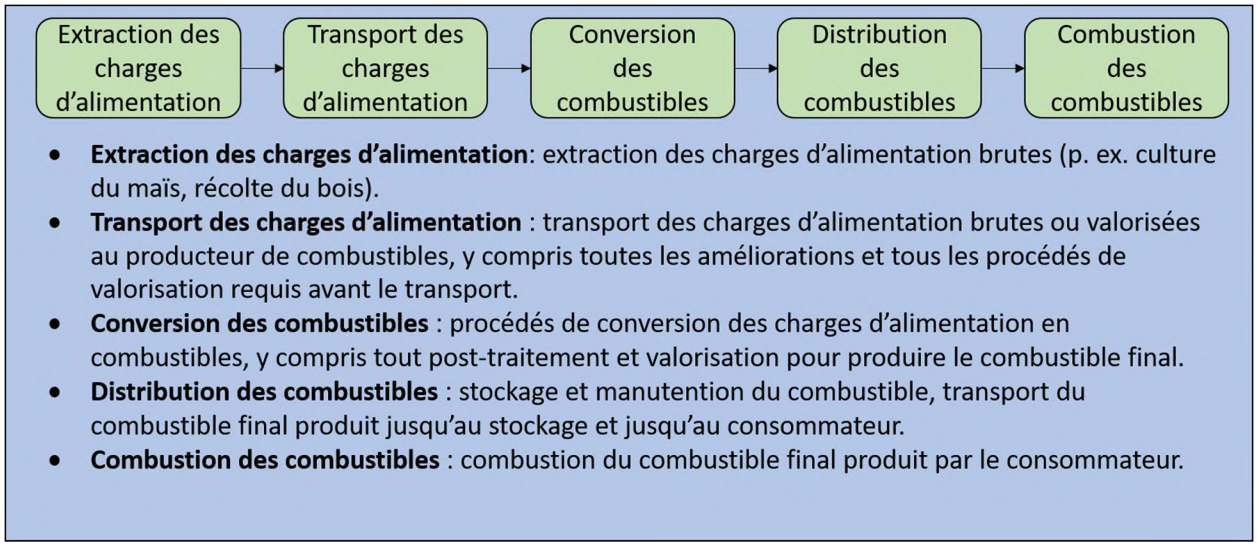



*Figure 3 : Les cinq étapes du cycle de vie des CFIC dans le modèle ACV des combustibles.*

### Processus unitaire

Les étapes du cycle de vie sont ensuite divisées en **processus unitaires**. Les processus unitaires sont des subdivisions qui ont chacune leurs propres flux d'entrée, flux de sortie et flux intermédiaires. On peut se représenter ces unités comme des activités qui transforment un intrant en un extrant. De la même façon, les résultats d'un processus unitaire peuvent constituer les intrants d'un autre et, sur la base des limites définies, ceux-ci seront compris dans l'ensemble du cycle de vie. Les subdivisions que les processus unitaires fournissent permettent d'utiliser une **approche modulaire** où les processus unitaires servent d'éléments constitutifs et peuvent être assemblés pour représenter une étape plus importante du cycle de vie. La **Figure 4** en fournit un exemple.

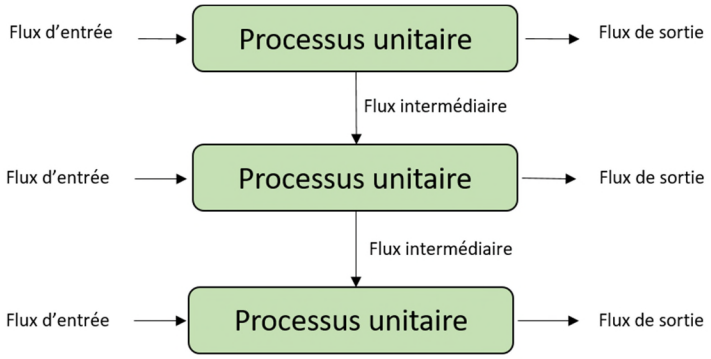



*Figure 4 : Schéma de la conception du processus unitaire. Les flux de sortie représentent les flux environnementaux, tels que les émissions de GES. Cet aspect est analysé à la section suivante. Les trois processus unitaires ci-dessous pourraient se combiner pour définir une étape du cycle de vie.*

### Produit de référence

Chaque processus unitaire a son propre **produit de référence**. Le produit de référence définit la fonction du processus unitaire. Il normalise les flux entrants et sortants en ayant des unités définies. Cela permet une mesure cohérente des différents types d'intrants et d'extrants d'un processus unitaire. Par exemple, comme la fonction d'un combustible est de fournir de l'énergie, le produit de référence pour la plupart des procédés de production de combustibles est exprimé sur une base énergétique plutôt que

volumétrique. Par conséquent, on pourrait facilement comparer la quantité de combustible produite dans un procédé de production de bioéthanol avec la quantité de combustible produite dans un procédé de production d'hydrogène.

#### Flux environnementaux et flux intermédiaires

Il existe deux types de flux en ce qui concerne les processus unitaires. Dans un premier temps, il y a les **flux environnementaux** (également appelés flux élémentaires), qui sont axés sur l'échange du produit de référence entre la technosphère et l'écosphère. Dans le modèle ACV des combustibles, ce flux est limité aux émissions de gaz à effet de serre. Ensuite, il y a les **flux intermédiaires**, qui sont axés sur l'échange de produits de référence à l'intérieur de la technosphère. Ce sont les produits de référence des processus unitaires qui sont assemblés pour créer une étape du cycle de vie d'une filière.

#### Processus unitaire d'avant-plan et d'arrière-plan

Ce document utilise le concept de processus unitaires d'avant-plan et d'arrière-plan lors de la décomposition des étapes de la filière. Les **processus unitaires d'avant-plan** représentent des activités qui sont directement comprises dans l'étape principale du cycle de vie, tandis que les **processus unitaires d'arrière-plan** sont indirectement liés à ces activités.

Par exemple, dans le cas du bioéthanol, les activités se déroulant dans la bioraffinerie sont modélisées dans le cadre d'un processus unitaire d'avant-plan. La production des matières premières et des sources d'énergie utilisées à la bioraffinerie (mais produites ailleurs) est modélisée à l'aide de procédés d'arrière-plan. La seule exception est la production de la charge d'alimentation qui sera modélisée par un procédé d'avant-plan associé à l'étape du cycle de vie de l'extraction. Le concept de processus unitaires d'avant-plan et d'arrière-plan est utile pour distinguer les exigences de qualité des données pour la collecte des données; la qualité des données pour le processus unitaire d'avant-plan devrait être plus élevée. En outre, on s'attend généralement à ce que des données primaires puissent être recueillies sur les processus unitaires d'avant-plan, alors que cela est rarement possible pour les procédés d'arrière-plan.

## 1.6 Options de modélisation pour les filières nouvelles, modifiées et existantes

Selon le projet de règlement, les fournisseurs de CFIC peuvent calculer leur IC en utilisant ou en modifiant une filière prédéfinie ou en en créant une nouvelle filière. Le modèle ACV des combustibles contient des filières prédéfinies qui sont décrites au **Chapitre 3:** du présent document. En outre, une nouvelle filière peut être construite avec les éléments de base disponibles dans le modèle. Cette section décrit ces trois options de modélisation.

**Utiliser une filière prédéfinie** : cette option est disponible lorsque la filière est déjà décrite par l'une des filières prédéfinies. Dans ce cas, les valeurs des flux environnementaux et intermédiaires dans les processus unitaires sont modifiées, mais de nouveaux flux, processus unitaires ou étapes du cycle de vie ne sont pas créés ou ajoutés. Les nouvelles valeurs doivent être basées sur des données primaires recueillies dans la chaîne d'approvisionnement, par exemple en modifiant la quantité de gaz naturel consommée à l'usine de conversion.

**Modification d'une filière prédéfinie** : cette option est utilisée lorsque la filière est similaire à l'une des filières prédéfinies, mais que la filière prédéfinie doit être modifiée pour permettre le calcul d'une IC représentative. Les flux environnementaux et intermédiaires existants peuvent être modifiés, de nouveaux flux peuvent être ajoutés aux processus unitaires existants et de nouveaux processus unitaires

peuvent être créés. Les nouveaux flux et processus unitaires doivent être basés sur des données primaires recueillies dans l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Par exemple, la modélisation de l'étape du cycle de vie de l'extraction d'une nouvelle charge d'alimentation utilisée dans un procédé de conversion déjà disponible dans les filières par défaut.

**Créer une nouvelle filière :** Cette option est nécessaire lorsque la filière est différente des filières prédéfinies et que les deux options de modélisation précédentes ci-dessus ne peuvent pas être appliquées. Dans ce cas, de nouvelles étapes du cycle de vie sont créées en utilisant des processus unitaires nouveaux et d'arrière-plan. Tous les éléments du modèle de cycle de vie (flux, processus unitaire et étape) doivent être basés sur des données primaires recueillies dans l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Par exemple, la modélisation de la production de biocarburant à partir d'algues, qui n'est pas incluse dans les filières prédéfinies.

Dans le modèle ACV des combustibles, les trois options de modélisation peuvent être réalisées en utilisant l'approche modulaire fournie par les processus unitaires. Le modèle ACV des combustibles contient une bibliothèque de données qui abrite tous les processus unitaires utilisés dans les multiples filières des combustibles à faible intensité en carbone. L'approche par blocs permet de modéliser des procédés uniques en combinant des blocs spécifiques à un certain procédé. Lors de la phase d'analyse de l'inventaire du cycle de vie, les utilisateurs peuvent sélectionner des processus unitaires dans la base de données pour modéliser leurs propres procédés et ce, en utilisant leurs propres données. Si un certain processus unitaire n'existe pas dans la bibliothèque, un processus unitaire existant peut être modifié ou un nouveau processus unitaire peut être créé. Un schéma de ce système est présenté à la **Figure 5**.

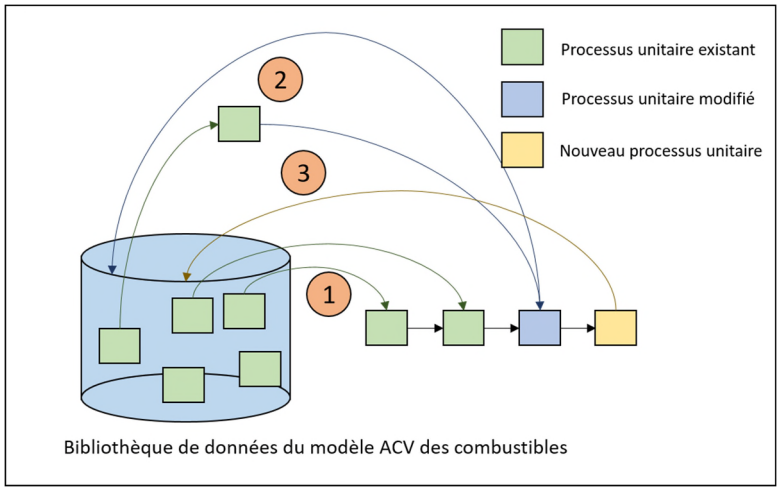



*Figure 5 : Schéma illustrant l'utilisation de la bibliothèque de données de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. (1) Les processus unitaires existants (premier plan et arrière-plan) dans la base de données de la bibliothèque peuvent être utilisés pour modéliser des procédés connus. (2) Les processus unitaires existants sont modifiés si nécessaire et sont appliqués à la filière des CFIC. (3) De nouveaux processus unitaires sont créés et appliqués à la filière des CFIC.*

Par exemple, dans le cas des filières de combustibles qui reposent sur une charge d'alimentation agricole, l'approche modulaire permet de réutiliser les informations agricoles pour une autre filière. Ainsi, même dans le cas où un producteur de combustibles à faible intensité en carbone a mis au point une nouvelle technologie de conversion de combustible pour la biomasse déjà considérée dans d'autres filières par défaut, les données de modélisation pour la culture, la récolte, le prétraitement et le

transport seront disponibles pour créer le modèle de cycle de vie de la nouvelle technologie de conversion. Dans ce cas, l'approche modulaire permet également aux utilisateurs du modèle ACV des combustibles de quantifier facilement les émissions de gaz à effet de serre associées aux charges d'alimentation de substitution qui sont à leur disposition et de prendre des décisions visant à améliorer la performance environnementale de leur combustible.

# Chapitre 2: Objectif et portée du modèle ACV des combustibles

Ce chapitre présente l'objectif et la portée du modèle ACV des combustibles, ainsi que la méthode qui est commune à toutes les étapes du cycle de vie. Cela comprend la collecte des données, la qualité des données, les méthodes d'analyse de l'inventaire du cycle de vie et les limites de la méthode de l'ACV.

## 2.1 Objectif

L'objectif principal du modèle ACV des combustibles est d'être un outil de conformité du projet de règlement accessible au public qui permet le calcul de l'IC des CFIC actuellement utilisés au Canada. Le modèle ACV des combustibles fournit aux utilisateurs des éléments de base prédéfinis de processus unitaires de valeurs d'intensité en carbone fondamentales pour les filières des CFIC. Ces composantes et ces filières prédéfinies sont basées sur des combustibles produits au Canada. Les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone pourront déterminer des valeurs d'IC spécifiques pour les combustibles qu'ils produisent ou importent au Canada en modifiant, ou en réorganisant, ces éléments de base et en utilisant leurs données primaires.

Comme indiqué dans la norme ISO 14040, les résultats de l'IC calculés par le modèle ACV des combustibles s'appuient sur une approche relative. Par conséquent, le modèle ACV des combustibles vise notamment à ce que ses résultats ne soient pas utilisés pour faire des affirmations comparatives sur les valeurs d'intensité en carbone ou les répercussions environnementales.

En outre, le modèle ACV des combustibles sera mis à la disposition du public dans le cadre des efforts visant à informer et à réduire l'intensité en carbone des combustibles canadiens. En tant que telle, la modélisation utilisée pour les filières de combustible sera ouverte et transparente. Le modèle ACV des combustibles est en cours de développement conformément aux exigences des normes ISO 14040 et 14044.

## 2.2 Portée

### 2.2.1 Fonction et unité fonctionnelle

Dans le modèle ACV des combustibles, la **fonction** à étudier est la fourniture d'énergie qui sera brûlée dans tous les secteurs au Canada. Cela comprend les combustibles liquides, solides et gazeux produits et utilisés sur place par les producteurs de combustibles. Les utilisations non combustibles (p. ex., les charges d'alimentation, les solvants ou les diluants) ne relèvent pas du champ d'application de ce modèle, car elles ne sont pas couvertes par le projet de règlement.

Une **unité fonctionnelle** est définie comme la performance quantifiée d'un système de produit pour utilisation comme unité de référence. Cela facilite la détermination des flux de référence pour les systèmes étudiés. L'unité fonctionnelle est de 1 MJ de contenu énergétique basé sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) au centre de distribution régional.

Les valeurs d'intensité en carbone sont exprimées en grammes d'équivalents de dioxyde de carbone (g $CO_2$e) par unité d'énergie produite par la combustion du combustible en mégajoules (MJ), d'après le pouvoir calorifique supérieur. 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 Combustibles importés et des charge d'alimentation étrangère dans le modèle ACV des combustibles

Le modèle ACV des combustibles sera utilisé pour calculer l'IC spécifique des CFIC produits ou importés au Canada. L'ICV d'arrière-plan et des filières des combustibles à faible intensité en carbone prédéfinies dans le modèle doivent être adaptés à tous les contextes géographiques.

En plus des processus unitaires de premier plan et d'arrière-plan reflétant les valeurs canadiennes, une IC pour certaines des charges d'alimentation importées les plus courantes sera disponible dans le modèle. Des données de cycle de vie de réseaux électriques de pays étrangers seront également disponibles dans le modèle pour s'assurer que les utilisateurs ont accès aux éléments de base nécessaires pour calculer une IC de leur CFIC qui est représentative de leur contexte géographique.

## 2.3 Limites du système

Les limites du système sont établies dans l'ACV afin d'inclure les étapes importantes du cycle de vie, les processus unitaires et les flux environnementaux dans l'évaluation. Les limites générales du système pour le modèle ACV des combustibles sont définies par les cinq principales étapes du cycle de vie présentées et décrites au **chapitre 1.5.3**.

La limite de système de chaque étape du cycle de vie comprend les émissions de GES du cycle de vie associées à l'utilisation des intrants d'électricité (à la fois le réseau et la production sur site), les intrants de combustibles, les intrants de matériaux (par exemple les produits chimiques), les émissions de procédés (par exemple la ventilation et le torchage), les procédés de transport et les changements directs de l'utilisation des terres. L'inclusion des procédés et des émissions pour chaque étape du cycle de vie est également déterminée par les règles relatives aux procédés exclus et les critères de coupure, présentés dans les sous-sections suivantes.

### 2.3.1 Procédés exclus

Dans une ACV, certains aspects des limites du système peuvent être exclus lorsqu'ils sont jugés non pertinents par rapport à l'objectif de l'étude. Dans le cadre du projet de règlement, la création d'unités de conformité pour les combustibles à faible intensité de carbone s'appuie sur la différence entre l'IC des combustibles à faible intensité de carbone et l'intensité en carbone de référence pour le combustible. Ainsi, le calcul de la valeur de l'IC pour le CFIC ne tient pas compte des réductions d'émissions associées au déplacement des combustibles fossiles.

Les procédés spécifiques exclus des calculs de l'IC des CFIC comprennent :

- La construction et la mise hors de service de l'équipement et des installations;
- La fabrication d'infrastructures de transport des combustibles (c.-à-d. pipelines, camions, navires, routes);
- La fabrication d'infrastructures de combustion de carburant (c.-à-d. véhicules, chaudières);
- Le matériel auxiliaire (p. ex., lubrifiants, produits de nettoyage, emballages, etc.)
- 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 de l'utilisation des terres.

À l'exception des données relatives à la production d'électricité (voir le **chapitre 4.3**), 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 Critères de seuil

Les critères de seuil sont utilisés dans l'ACV pour la sélection des procédés ou des flux qui ne font pas partie des procédés exclus, mais qui peuvent être omis dans la limite du système si les données ne sont pas facilement disponibles. Les procédés ou flux qui se trouvent sous ces seuils peuvent être exclus du modèle. Différents types de critères sont utilisés dans l'ACV pour décider quels intrants et extrants doivent être pris en compte (dont la masse, l'énergie et l'importance environnementale). Les définitions des critères de seuil mentionnées dans la norme ISO 14044 comprennent :

- Masse : inclusion de tous les intrants qui contribuent cumulativement à plus d'un pourcentage défini des intrants matériels du système de produits.
- Énergie : inclusion de tous les intrants qui contribuent cumulativement à plus d'un pourcentage défini des intrants énergétiques du système de produits.
- Importance environnementale : inclusion d'intrants spécialement sélectionnés en raison de leur pertinence environnementale, bien qu'ils puissent être inférieurs à d'autres critères de seuil (p. ex., 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, l'importance énergétique et environnementale a également été utilisée comme critère d'exclusion.

Dans le modèle ACV des combustibles, tous les efforts ont été déployés pour inclure l'ensemble des flux pertinents associés aux filières de combustible incluses, à l'exception des procédés exclus énumérés au **chapitre 2.3.1**. Un critère de 1 % d'importance environnementale, tel que calculé par la méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie, a été utilisé pour tester la sensibilité des résultats aux hypothèses et aux substitutions de données effectuées. Les critères de seuil ont été appliqués au niveau des processus unitaires individuels. Bien que ces seuils soient répartis dans l'ensemble du système, un seuil cumulatif pour ces critères n'a pas été calculé.

## 2.4 Rapports et communication

Cette section présente un ensemble de préférences en matière de qualité des données établies pour le modèle ACV des combustibles et qui ont été appliquées lors de la modélisation des filières des combustibles à faible intensité en carbone.

La collecte de données visant l'élaboration de l'inventaire du cycle de vie (ICV) des combustibles à faible intensité en carbone s'est appuyée sur l'examen et la compilation de données provenant d'une série de sources primaires et secondaires portant sur les filières canadiennes de combustibles. Parmi les sources de données utilisées, on retrouve les publications et les statistiques gouvernementales, les publications

et statistiques industrielles, d'autres outils de modélisation d'ACV des combustibles, et des données bibliographiques sur les systèmes à combustible à faible intensité en carbone dont la production actuelle est faible ou nulle au Canada. Pour la production d'éthanol et de biodiesel, plusieurs années de données opérationnelles primaires 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 filières prédéfinies incluses dans le modèle ACV des combustibles se concentrent sur les CFIC produites au Canada (mais elles comprennent également le diesel renouvelable produit par hydrogénation [DRPH] provenant de l'huile de palme, laquelle n'est pas actuellement produite au Canada). Pour cette raison, les données de l'ICV utilisées dans la modélisation des combustibles à faible intensité en carbone sont un mélange de données qui sont soit spécifiques aux systèmes canadiens; soit des données provenant d'autres administrations qui sont jugées comme étant suffisamment représentatives et qui ont été modifiées pour inclure l'énergie et les émissions canadiennes; soit des données provenant d'autres administrations jugées comme suffisamment représentatives, mais n'ayant fait l'objet d'aucune révision.

En raison de la variabilité régionale d'un certain nombre d'aspects de la production canadienne de combustibles à faible intensité en carbone, le modèle ACV des combustibles tient également compte de la variation régionale en fournissant certains processus unitaires définis au niveau régional (Est ou Ouest du Canada) ou provincial. Les facteurs régionaux suivants, qui pourraient influencer l'intensité en carbone des CFIC, ont été utilisés dans le modèle ACV des combustibles, dans les limites des données disponibles :

- Différences de consommation de combustible dans l'exploitation forestière, le sciage et les autres activités de transformation;
- Intrants et pratiques de gestion des cultures canadiennes dans les différentes provinces et régions;
- Les systèmes énergétiques d'arrière-plan, comme les divergences au niveau des réseaux électriques qui fournissent de l'énergie aux procédés de conversion des combustibles
- L'approvisionnement en charges d'alimentation au niveau régional/provincial pourrait également influencer les distances et les modes de transport des charges d'alimentation et la distribution du combustible fini.

Les procédures de collecte de données et les exigences en matière de qualité des données dépendent du fait que le processus unitaire se rapporte à des systèmes d'avant-plan ou d'arrière-plan. Les sous-sections suivantes présentent les règles pour chaque type de processus unitaire.

### 2.4.1 Collecte de données pour les processus unitaires d'avant-plan

Les processus unitaires d'avant-plan de ce projet comprennent les principales activités directement liées aux étapes d'extraction, de transport et de conversion des charges d'alimentation, à la distribution du combustible et au cycle de vie de la combustion. Compte tenu de l'importance de ces activités pour la quantification de l'intensité en carbone des combustibles et l'établissement de la représentativité du modèle ACV des combustibles, on a utilisé les données de la meilleure qualité possible pour caractériser les intrants et les extrants des processus unitaires d'avant-plan. Le **Tableau 1** présente les différents niveaux de qualité des données pris en compte lors de la collecte des données. Pour les processus unitaires d'avant-plan, du temps et des efforts ont été investis pour recueillir des données qui

correspondent au niveau de « *données de haute qualité* ». Lorsque ces types de données n'étaient pas disponible, les données correspondant à la *qualité acceptable* et aux niveaux de *qualité acceptables les plus bas* ont été prises en compte. La collecte de données des processus unitaires d'avant-plan pour les filières de combustible qui ne pouvaient pas atteindre le niveau de qualité de données le plus bas acceptable n'a pas été incluse dans le modèle ACV des combustibles.

*Tableau 1 : Définition du niveau de qualité des données considéré lors du processus de collecte des données*

| **Niveau de qualité des données** | **Définition** |
|---|---|
| Données de haute qualité | • Données régionales spécifiques et récentes (recueillies il y a moins de 5 ans).<br>• Basées sur des mesures et publiées par des sources officielles et vérifiées (p. ex., les statistiques gouvernementales)<br>• Recueillies dans plus de 50 % des sites de la région étudiée. |
| Données de qualité acceptable | • Données moyennes d'une région plus grande, y compris de la région étudiée (recueillies il y moins de 10 ans).<br>• Données fondées sur des mesures et publiées dans des publications scientifiques ou par des organisations industrielles.<br>• Recueillies dans un échantillon de sites |
| Données de la qualité acceptable la plus faible | • Données ou ICV extraits d'outils et d'initiatives reconnus (par exemple GREET)<br>• Données d'une région différente, mais représentatives de la région étudiée (recueillies il y a moins de 15 ans).<br>• Mesures à partir d'un seul site, ou estimation d'expert par une personne qualifiée. |

### 2.4.2 Collecte de données pour les processus unitaires d'arrière-plan

Les processus unitaires d'arrière-plan dans le modèle ACV des combustibles comprennent des activités en amont qui soutiennent les activités des procédés d'avant-plan. Par exemple, la quantité d'électricité (kWh) utilisée pour produire 1 MJ de biocarburant dans une usine de bioéthanol est une information qui se rapporte au processus unitaire d'avant-plan. Cependant, l'IC de la production de 1 kWh est fournie par un procédé d'arrière-plan. La plupart des procédés d'arrière-plan, à l'exception des combustibles fossiles, reposent sur des ACV antérieures qui ont leurs propres exigences en matière de qualité des données. Pour les procédés d'arrière-plan qui ont été créés spécifiquement pour une filière des combustibles à faible intensité en carbone (p. ex., les intrants agrochimiques et chimiques), les exigences en matière de qualité des données sont moins élevées. Par définition, les procédés d'arrière-plan ne sont pas spécifiques à un système de produits donné. Par conséquent, l'atteinte d'un niveau de qualité élevé ou même acceptable sur le plan des données nécessiterait un investissement massif de temps et d'efforts sans pour autant améliorer de manière significative la qualité globale de l'ICV de la filière des CFIC. C'est pourquoi la plupart des procédés d'arrière-plan (à l'exception des combustibles fossiles) sont issus d'autres outils et initiatives reconnus. Le **chapitre 4** fournit plus de détails sur les processus unitaires d'arrière-plan.

## 2.5 Incertitude relative aux données

Toutes les données utilisées dans une étude d'ACV sont un mélange de données mesurées, estimées et calculées. Afin d'évaluer la qualité des données utilisées pour la modélisation des filières de combustible, des indicateurs de qualité des données (IQD) ont été utilisés pour évaluer chaque flux et chaque filière connexes à l'aide d'une approche matricielle de la qualité des données. Ces notes ont ensuite été utilisées pour évaluer les incertitudes sur les données et, par la suite, pour évaluer l'incertitude du modèle et des résultats avec une approche d'analyse de Monte-Carlo[2].

Lorsque des informations quantitatives sur l'incertitude étaient disponibles (p. ex., un échantillon de données ou l'écart type), l'incertitude était saisie dans le modèle en spécifiant les paramètres de dispersion du type de distribution (p. ex., distribution uniforme, log-normale ou triangulaire).

Dans les cas où des informations quantitatives sur l'incertitude n'étaient pas directement disponibles, la matrice généalogique fournie par Weidema et coll. (2013)[3] a été utilisé. 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 (liée à la fiabilité des données primaires recueillies);
2. Exhaustivité (liée à l'exhaustivité des données primaires);
3. Corrélation temporelle (liée à la corrélation temporelle des données primaires);
4. Corrélation géographique (liée à la corrélation géographique des données secondaires utilisées);
5. Corrélation technologique supplémentaire (liée à la corrélation technologique des données secondaires utilisées)

Des cotes sont attribuées aux données et aux filières connexes sur la base de ces critères. Ces cotes sont ensuite jumelées 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.

Les utilisateurs du modèle ACV des combustibles disposent des deux options décrites ci-dessus pour saisir des informations sur l'incertitude pour chaque paramètre. Par exemple, un producteur de combustibles à faible intensité en carbone qui élabore un modèle de filière pour la pyrolyse des résidus de bois peut être en mesure de fournir une valeur de rendement minimal et maximal pour la bio-huile à partir du procédé, ou une valeur minimale et maximale d'apport en électricité. Dans les cas où il est impossible de fournir des données des distributions connues, les utilisateurs peuvent définir des distributions fondées sur la cote IQD en utilisant la matrice généalogique décrite ci-dessus.

## 2.6 Allocations de 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 méthode d'allocation. Selon la norme ISO 14044, il faudrait éviter l'approche fondée sur l'allocation en subdivisant davantage le système pour isoler les coproduits, ou en utilisant l'approche d'élargissement des limites du système. Si

---

2

[3]Weidema B P, Bauer C, Hischier 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).

l’allocation ne peut être évitée, il convient d’utiliser une méthode d’allocation basée sur la causalité physique (p. ex., la masse ou le contenu énergétique) ou d’autres relations (p. ex., la valeur économique).

La nécessité de répartir les charges environnementales entre les produits et les coproduits se manifeste à plusieurs moments du cycle de vie de nombreuses filières de combustibles à faible intensité en carbone, notamment :

- Gaz naturel renouvelable : coproduit de digestat issu de la valorisation du biogaz;
- Biodiesel : coproduits de canola et de tourteau de soja issus de l’extraction d’huile végétale;
- Bioéthanol : Les aliments pour animaux et la production combinée de chaleur et d’électricité sont des coproduits de la production d’éthanol;
- Éthanol cellulosique : production d’électricité à partir de la combustion de la lignine;
- Résidus agricoles et forestiers issus de la culture et de la récolte primaire qui sont utilisés pour produire des biocarburants.

Le contenu énergétique est l’approche d’allocation par défaut. En effet, dans les systèmes de production de combustible, le contenu énergétique, également désigné pouvoir calorifique, est généralement reconnu comme la mesure la plus appropriée. Dans les situations où l’allocation de contenu énergétique n’est pas applicable, l’allocation de masse ou l’expansion du système (également appelée déplacement) ont été appliquées.

L’extension des limites du système est utilisée dans les cas où un coproduit de substitution est un substitut direct à un combustible fossile ou à l’électricité. En outre, les produits forestiers sont répartis en fonction de leur masse, car la majorité des produits forestiers sont utilisés à des fins non combustibles.

Pour plusieurs filières prédéfinies du modèle ACV des combustibles, les déchets émanant d’autres industries sont également utilisés en qualité de charge d’alimentation pour la production de combustibles à faible intensité en carbone. Parmi les déchets utilisés comme charges d’alimentation dans le modèle ACV des combustibles, citons les déchets solides municipaux (DSM), les boues de traitement des eaux usées (TEU), le fumier de bétail, les huiles de cuisson usées et le suif de bœuf. Il s’agit d’un cas de recyclage des déchets. Le modèle ACV des combustibles applique l’approche de l’allocation « d’exclusion » au recyclage des déchets, sauf si l'utilisation des déchets pour la production de combustibles à faible émission de carbone entraîne des réductions significatives et réelles de méthane. Dans ce dernier cas, l'approche d'expansion du système est appliquée.

Grâce à l’approche de l’allocation « d’exclusion », 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 allouer de charges pour l’élimination, et l’utilisateur du déchet ne se voit pas allouer de charges environnementales pour la production et la manipulation du matériau en amont. Par conséquent, les déchets utilisés en qualité de charge d’alimentation sont représentés dans le modèle ACV des combustibles par des processus unitaires vides (intensité en carbone nulle).

Lorsque l'utilisation des déchets pour la production de combustible à faible intensité en carbone entraîne des réductions significatives et réelles de méthane, l’extension des limites du système est

utilisée pour les déchets afin d'inclure le différentiel d'émission entre l'utilisation des déchets pour la production de combustibles et un scénario de référence qui se serait produit si les déchets n'étaient pas utilisés pour la production de combustibles.

## 2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et modification de l'utilisation des terres

Conformément au champ d'application du rapport d'inventaire national (RIN), l'ICV du modèle ACV des combustibles inclut le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, les halocarbones et les composants connexes, mais exclut les facteurs climatiques à court terme (p. ex., CO, NOx, COV, carbone noir, effet albédo, etc.). Les émissions et le captage de carbone biogénique associé à la combustion de combustibles à faible intensité en carbone ne sont pas inclus dans l'ICV du modèle ACV des combustibles. Conformément au Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), on suppose que les émissions de $CO_2$ biogénique sont compensées par l'absorption de carbone avant la récolte.[4]

Les émissions de dioxyde de carbone et le piégeage associés à la modification directe de l'utilisation des terres ont été inclus dans les cas où la production de charges d'alimentation nécessite la conversion des terres d'une utilisation existante à la production de bioénergie. La modification directe de l'utilisation des terres n'est modélisée que pour les cultures canadiennes, et elle comprend les émissions de carbone résultant du changement des méthodes de travail du sol et de jachère d'été, ainsi que de l'augmentation ou de la réduction des surfaces de cultures annuelles et vivaces. La modification indirecte de l'utilisation des terres est exclue du modèle ACV des combustibles. Le **chapitre 4** définit la façon dont la modification de l'utilisation des terres est modélisée pour les processus unitaires d'arrière-plan.

Enfin, il est généralement admis que la fourniture de 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 (EICV) sont utilisées dans l'ACV pour convertir les données de l'ICV (émissions environnementales et extractions de charges d'alimentation) en un ensemble d'impacts environnementaux.

Afin de calculer les valeurs de l'IC pour les filières des CFIC, le modèle ACV des combustibles comprend une méthode EICV fondée sur les facteurs du potentiel de réchauffement global (PRG) du cinquième rapport d'évaluation (5RE) du GIEC pour un horizon de 100 ans.[5] L'horizon temporel de 100 ans est le

---

[4] Groupe 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 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. Disponible en ligne : www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html.

[5] Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestvedt, 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.

facteur de caractérisation le plus largement appliqué dans les études d'IC, ce qui facilite la comparaison avec les résultats d'autres études. Les résultats sont exprimés en grammes d'équivalents de $CO_2$ par MJ de PCS d'énergie. Le **Tableau 2** fournit un résumé du PRG pour les principaux GES. Une liste complète des GES, avec leur PRG et leur incertitude associés, figure à l'**annexe A**.

En restant cohérent avec la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, comme le montre le RIN du Canada (2018), le PRG pour l'absorption du carbone pendant la culture de la biomasse et les émissions de carbone biogénique provenant de la combustion des combustibles à faible intensité en carbone est censé être nul. Cependant, les émissions ou le piégeage du $CO_2$ biogénique résultant d'une modification directe de l'utilisation des terres (qui comprend les émissions ou le piégeage du carbone organique issu du sol et les pertes ou gains de biomasse dus à la transformation des terres) ont le même PRG que le $CO_2$ fossile. On considère que ces émissions ou ce captage ont un effet durable sur la concentration de GES dans l'atmosphère.

En outre, le modèle ACV des combustibles ne prend pas en considération le profil temporel de l'absorption et des émissions de carbone biogénique. En d'autres termes, le captage 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 dans le modèle ACV des combustibles en raison de la complexité de sa modélisation et de l'absence de consensus scientifique sur une méthode.[6]

*Tableau 2 : Sélectionner les facteurs de caractérisation servant au calcul des intensités en carbone en utilisant le PRG 100 du 5RE du GIEC.*

| Gaz à effet de serre | PRG de 100 ans |
|---|---|
| $CO_2$ | 1 |
| $CO_2$ (biogénique) | 0 |
| $CO_2$ (modification de l'utilisation des terres) | 1 |
| $CH_4$ (fossile) | 30 |
| $CH_4$ (biogénique) | 28 |
| $N_2O$ | 265 |
| Hexafluorure de soufre | 23 500 |

## 2.9 Limites du modèle ACV des combustibles

De nombreux combustibles à faible intensité en carbone modélisés dans le modèle ACV des combustibles ne sont pas actuellement produits à l'échelle commerciale au Canada et, par conséquent, les données et les informations concernant les systèmes de production canadiens sont limitées ou ne sont pas encore facilement disponibles. Ainsi, la modélisation de ces filières de combustibles est fortement basée sur des données provenant de sources documentaires, ainsi que sur des hypothèses avancées pour extrapoler les valeurs de la littérature pour les applications canadiennes, ce qui pourrait produire une plus grande variabilité des résultats. Ce problème est atténué par le fait que les utilisateurs

[6]Brandão, M.; Levasseur, A. *Assessing Temporary Carbon Storage in Life Cycle Assessment and Carbon Footprinting*: *Outcomes of an Expert Workshop*; Office des publications de l'Union européenne : Luxembourg, 2011.

du modèle ACV des combustibles remplaceront certaines des valeurs prédéfinies par des données primaires, ce qui permettra d'obtenir des valeurs d'IC plus précises.

Le modèle ACV des combustibles fournit des résultats d'IC destinés à être utilisés dans le cadre du projet de règlement. Étant donné que l'objectif du projet de règlement est de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada par l'utilisation accrue de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à faible intensité en carbone, les autres indicateurs environnementaux ne sont pas couverts.

# Chapitre 3: Combustibles à faible IC : processus unitaires d'avant-plan

Le chapitre suivant présente les informations recueillies et l'approche adoptée pour les processus unitaires d'avant-plan **(voir le chapitre 1.5.3**) du modèle ACV des combustibles. Comme mentionné, le modèle ACV des combustibles est composé de plusieurs éléments de base qui s'assemblent pour former plusieurs filières des combustibles à faible intensité en carbone. Les filières prédéfinies incluses dans le modèle ACV des combustibles sont présentées au **Tableau 3**. Les filières se distinguent par leur charge d'alimentation, leur procédé de conversion et le combustible final produit. Les limites du système au niveau de la filière sont également décrites. Le présent chapitre développe la modélisation réalisée pour chaque filière par une ventilation des cinq étapes du cycle de vie comprises dans le modèle ACV des combustibles, notamment l'extraction des charges d'alimentation (**chapitre 3.1**), le transport des charges d'alimentation (**chapitre 3.2**), la conversion en combustibles (**chapitre 3.3**), la distribution des combustibles (**chapitre 3.4**) et la combustion de carburant (**chapitre 3.5**).

*Tableau 3 : Les filières prédéfinies qui sont incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les filières sont composées de plusieurs éléments de base et sont fondées sur les cinq étapes du cycle de vie définies précédemment. Fidèlement à l'approche modulaire, certains éléments de base sont utilisés pour plusieurs filières.*

| Combustible | Charges d'alimentation | Procédé de conversion | Limites du système au niveau des filières |
|---|---|---|---|
| Bioéthanol | Produits céréaliers | Broyage humide et sec | De la culture des charges d'alimentation à la combustion des carburants |
| | Résidus de culture | Prétraitement acide, hydrolyse enzymatique, fermentation, distillation | De la collecte des résidus de culture à la combustion des carburants |
| | Déchets de jardin | Prétraitement acide, hydrolyse enzymatique, fermentation, distillation | De la collecte des déchets de jardin à la combustion des carburants |
| Biodiesel | Oléagineux | Extraction, transestérification, raffinage | De la culture des charges d'alimentation à la combustion des carburants |
| | Suif de bœuf | Équarrissage/purification, conversion élevée d'acides gras libres, transestérification/raffinage | De la collecte des déchets à la combustion des carburants |
| | Huile de cuisson usée | Purification, conversion d'acides gras libres, transestérification/raffinage | De la collecte des déchets à la combustion des carburants |

| | | | |
|---|---|---|---|
| CFIC solides | Fibres de bois | Granulation et/ou traitement à la vapeur et/ou torréfaction | De la récolte du bois à la combustion des carburants |
| | Résidus de culture | Densification | De la collecte des résidus de culture à la combustion des carburants |
| Huile de pyrolyse | Fibres de bois | Pyrolyse rapide mobile/pyrolyse rapide stationnaire | De la collecte des fibres de bois à la combustion |
| Gaz naturel renouvelable (GNL) | Déchets | Digestion anaérobie, valorisation du biogaz | De la collecte des déchets à la combustion des carburants |
| | Gaz d'enfouissement | Valorisation du biogaz | De la collecte du biogaz à la combustion des carburants |
| Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) | Huile de canola/huile de palme | Extraction de pétrole, hydrotraitement | De la collecte des charges d'alimentation à la combustion des carburants |
| Biocarburéacteur | Huile de canola/huile de cuisson usée | Extraction de pétrole, hydrotraitement | Canola : De la culture des charges d'alimentation à la combustion des carburants<br>Huile de cuisson usée : De la collecte des déchets à la combustion des carburants |
| Hydrogène | Gaz naturel et gaz naturel renouvelable | Reformage du méthane à la vapeur (RMV) | De la collecte des charges d'alimentation à la combustion des carburants |
| | Eau | Électrolyse | |
| | Fibres de bois | Gazéification/reformage du gaz de synthèse | |

## 3.1 Extraction des charges d'alimentation

L'étape extraction du cycle de vie porte sur la culture, la récolte et/ou la collecte des charges d'alimentation utilisées dans la production de combustibles à faible intensité en carbone. Le modèle ACV des combustibles tient compte de trois grandes catégories de charges d'alimentation dans la production des CFIC : les charges d'alimentation agricoles, les fibres de bois et les charges d'alimentation à base de déchets. L'hydrogène utilise le gaz naturel comme charge d'alimentation, qui est inclus dans le modèle ACV des combustibles comme processus unitaire d'arrière-plan. Des détails sur l'extraction du gaz naturel sont disponibles au **chapitre 4.1.3**. Les sections suivantes présentent l'approche générale et les hypothèses utilisées pour modéliser l'intensité en carbone associée à la production ou à la collecte des trois catégories de charges d'alimentation.

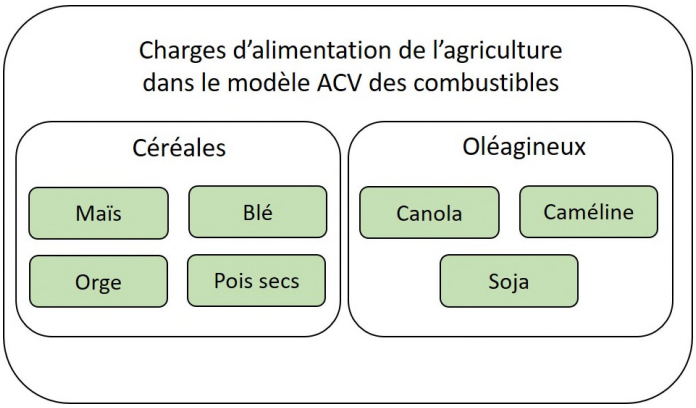
Comme indiqué au **chapitre 2.2.2**, dans les cas où les charges d'alimentation étrangères sont importées au Canada ou utilisées pour la production d'un combustible importé, les utilisateurs du modèle ACV des combustibles doivent utiliser l'IC prédéfinie qui est représentative de leur charge d'alimentation. Pour les charges d'alimentation tant nationales qu'étrangères, les utilisateurs ne seront pas autorisés à modifier l'IC prédéfinie de la charge d'alimentation ou à calculer une IC personnalisée pour leur charge d'alimentation spécifique.

### 3.1.1 Culture de charge d'alimentation agricole au Canada

Il existe deux sources principales de charge d'alimentation agricole : les cultures et les résidus de culture. Cette section décrit l'approche de modélisation pour des deux types de charge d'alimentation canadienne.

#### Approche générale de la culture agricole au Canada

Plusieurs combustibles à faible intensité en carbone compris dans le modèle ACV des combustibles sont produits principalement à partir de culture agricole. Le modèle ACV des combustibles comprend les charges d'alimentation primaires suivantes :




Le produit de référence de l'ensemble de données pour chacune de ces charges d'alimentation est un kg de culture produit au Canada avec une teneur en eau équivalente à celle du marché. Les taux d'humidité utilisés pour les différentes cultures dans le modèle ACV des combustibles sont basés sur les rapports de la Table ronde canadienne pour les cultures durables (TRCCD) et sont présentés au **Tableau 4**.

*Tableau 4 : Teneur en eau des cultures étudiées.*

| Culture | Teneur en eau |
|---|---|
| Maïs | 14,5 |
| Blé | 13,5 |
| Blé dur | 14,5 |
| Orge | 13,5 |
| Canola | 8,5 |
| Soja | 12,0 |
| Caméline | 8,0 |

L'analyse du cycle de vie de chaque culture a pris en compte toutes les activités de terrain liées à la production végétale (de la préparation du sol à la récolte et au stockage) et a exclu la phase ultérieure de transport, de distribution, de transformation et d'utilisation des céréales et des oléagineux récoltés. L'inventaire du cycle de vie de chaque culture a été modélisé d'après des études d'ACV de 2017 pour les principales cultures de la Table ronde canadienne sur les cultures durables (TRCCD).

Chaque culture a été modélisée à l'aide de huit procédés de production : travail du sol, semis, irrigation[7], application d'engrais et de pesticides, récolte, transport du produit du champ jusqu'au silo de la ferme, et stockage (y compris 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 procédés. La **Figure 6** illustre le déroulement du procédé, qui comprend les intrants pris en compte ainsi que l'unité fonctionnelle.

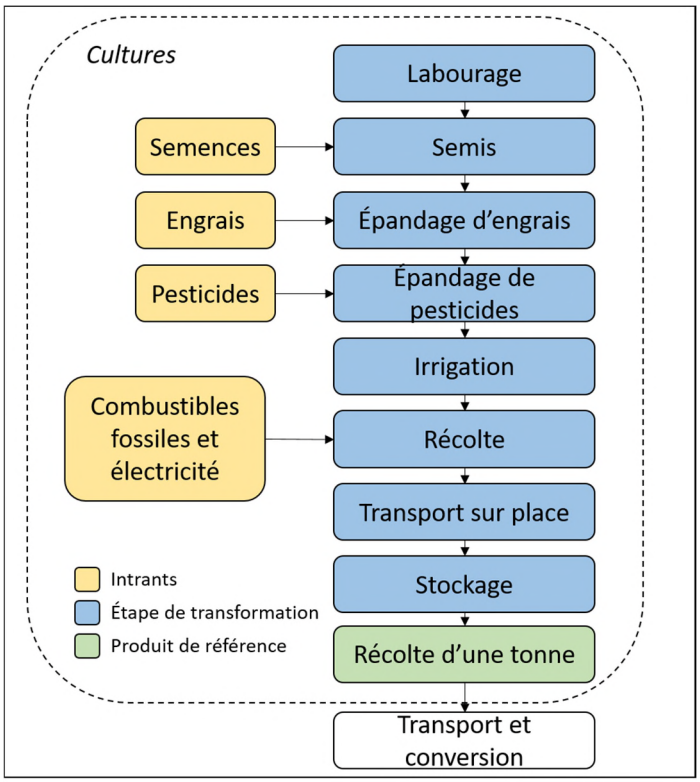



*Figure 6 : Vue d'ensemble de la culture des charges d'alimentation agricoles, qui représente l'étape du cycle de vie de l'extraction.*

Les techniques de travail du sol (c.-à-d. 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 $N_2O$ et de modifications du carbone dans le sol.

Le champ d'application 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 le piégeage du $CO_2$ et les émissions résultant du changement d'affectation des terres. Les émissions de $N_2O$ sont 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.

[7]Seule l'utilisation de l'énergie pour l'irrigation a été prise en compte; l'eau d'irrigation n'a pas été incluse dans le modèle étant donné son rôle mineur dans l'agriculture canadienne.

Conformément à l'approche adoptée dans le RIN du Canada (2018), les émissions de carbone associées aux modifications du carbone organique du sol (COS) au Canada sont incluses pour les trois mécanismes suivants :

- Réduction des pratiques de jachère d'été
- Modification des pratiques de travail du sol (aucun travail du sol, travail du sol réduit et travail conventionnel)
- Modification de l'utilisation des terres, d'une culture pérenne à une culture annuelle

Les données de la TRCCD sur le carbone organique du sol qui ont été incluses dans le modèle ont couvert les changements dans le carbone du sol jusqu'en 2014. Les produits suivants ont également été exclus de la portée de l'enquête :

- 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 (p. ex., les machines, les camions, les 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
    - les émissions liées à l'épandage du fumier

Les ensembles de données provinciales ont été modélisés en fonction d'un mélange d'engrais moyen canadien, par opposition à des mélanges d'engrais provinciaux distincts.

En ce qui concerne l'exclusion des engrais organiques comme le fumier, le modèle ACV des combustibles utilise l'approche par défaut des lignes directrices LEAP[8] 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 d'élevage. Dans cette approche, les émissions de $N_2O$ associées à l'application du fumier sont également allouées à la production animale. Elle suppose essentiellement que le fumier (et les émissions provenant du fumier) a été produit, qu'il soit utilisé ou non comme engrais.

### *Portée géographique de la culture agricole*

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. Les moyennes canadiennes ont été calculées, et celles-ci peuvent être utilisées en l'absence de données régionales.

Dans les cas où aucune donnée n'était disponible au niveau provincial ou national (p. ex., la consommation d'énergie pour la production de soja, les taux de semis de maïs et de blé dans les provinces atlantiques et les provinces de l'Ouest), les données de l'USDA pour les États non irrigués ont

[8]FAO. 2016. Partenariat pour l'évaluation et la performance environnementale de l'élevage (LEAP). http://www.fao.org/partnerships/leap/overview/lepartenariat/fr/

été utilisées comme approximation. Le **Tableau 5** indique quelles régions ont été incluses pour chaque culture.

*Tableau 5 : Portée géographique des cultures céréalières et oléagineuses canadiennes incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les moyennes canadiennes ont été calculées pour toutes les cultures et peuvent être utilisées en l'absence de données régionales.*

| Culture | Alb. | C.-B. | Man. | N.-B. | T.-N.-L. | N.-É. | Ont. | Î.-P.-É. | Qué. | Sask. | Can. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Orge | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Maïs | | | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Blé (dur) | ✓ | | | | | | | | | ✓ | ✓ |
| Blé (non dur) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Caméline | | | ✓ | | | | | | | ✓ | ✓ |
| Canola | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | | | ✓ | ✓ |
| Soja | | | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Pois secs | ✓ | | ✓ | | | | | | | ✓ | ✓ |

Les moyennes canadiennes pour l'ICV ont été calculées en utilisant les moyennes pondérées des données provinciales, lorsque celles-ci étaient disponibles. Les données provinciales ont ensuite été également calculées en utilisant les moyennes pondérées des données régionales au niveau de l'**unité de rapprochement** (UR) lorsqu'elles étaient disponibles. Les unités de rapprochement 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. Il est important de définir l'ICV des cultures et des oléagineux au niveau régional, étant donné les variations des pratiques de production, des conditions du sol et du climat qui ont une influence directe sur les intensités en carbone des cultures. La **Figure 7** montre la répartition des unités de rapprochement au Canada.

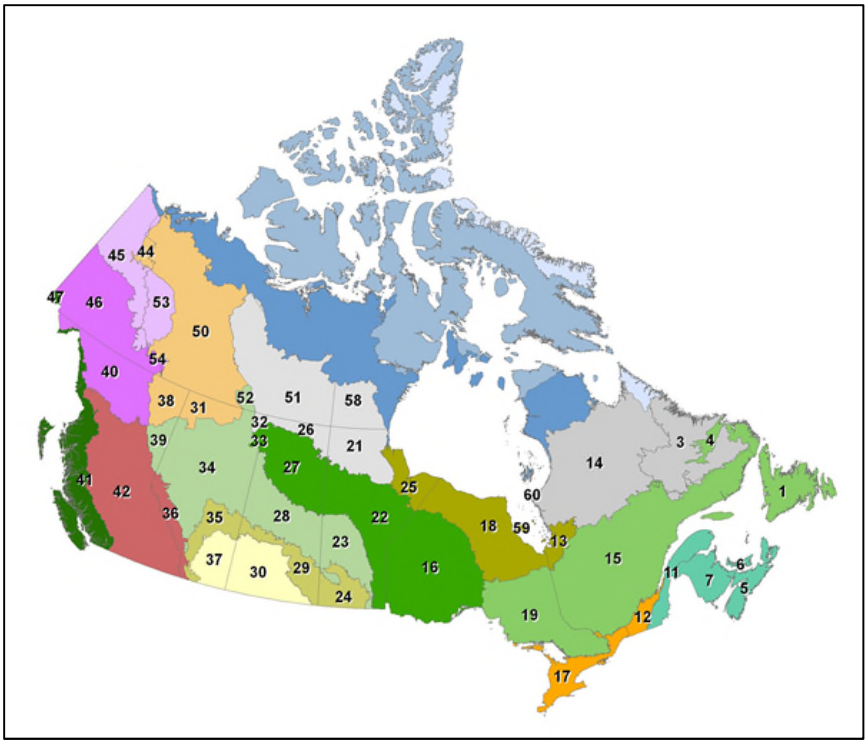



*Figure 7 : Unités de rapprochement au Canada*[9]

### *Allocation pour les cultures agricoles*

Bien que la production végétale puisse générer des coproduits comme la paille, ces derniers n'ont pas été inclus dans le modèle ACV des combustibles. Ainsi, aucune allocation n'a été effectuée sur les cultures couvertes par le modèle ACV des combustibles.

### *Sources de données pour les cultures agricoles*

Le rapport méthodologique sur l'empreinte carbone de la Table ronde canadienne pour les cultures durables (TRCCD), et les rapports de la TRCCD sur les cultures spécifiques au maïs, au blé, à l'orge et au canola, ont constitué les principales sources de données pour la compilation de ces tableaux d'inventaire. Les études de la TRCCD représentent la meilleure source disponible de données d'inventaire du cycle de vie des grandes cultures au Canada. En outre, des données sur les résidus de culture ont été obtenues auprès de Thiagarajan et coll. (2018).

Les rapports de la TRCCD détaillent les empreintes carboniques de l'orge, du maïs, du blé et du canola 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 concernant les taux d'engrais, de pesticides et de semis ainsi que les valeurs de consommation d'énergie pour la production de 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 céréales et les oléagineux. La

[9]Ressources naturelles Canada. *Cadre spatial*. Voir https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/impacts-adaptation/changements-climatiques/comptabilisation-du-carbone-fore/cadre-spatial/13118

méthode et les sources de données sont également cohérentes avec celles utilisées dans le RIN en ce qui concerne les émissions de $N_2O$ provenant des sols gérés et du changement d'affectation des terres.

Les IC prédéfinies liées à la production d'engrais et de pesticides pour les activités de terrain ont été modélisées en qualité de procédés d'arrière-plan. Des explications plus détaillées sont fournies au **chapitre 4.4**. Le modèle GREET (*Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation*) 2018 a été utilisé pour déterminer leurs valeurs. La production de combustibles et d'électricité utilisés dans les exploitations agricoles est incluse dans les procédés d'arrière-plan. Le **chapitre 4** contient plus d'informations sur la modélisation de ces procédés d'arrière-plan. Le **Tableau 6** détaille les principales sources de données permettant de modéliser les charges d'alimentation agricoles.

*Tableau 6 : Principales sources de données pour les charges d'alimentation agricoles.*

| **Paramètres** | **Source des données** |
|---|---|
| Rendement<br>Taux de semis<br>Taux d'engrais/pesticides<br>Consommation d'énergie<br>Émissions de $N_2O$<br>Les émissions de $CO_2$ du COS | Les rapports de la TRCCD sur les cultures spécifiques au maïs, au blé, au canola et à l'orge :<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint for Canadian Grain Corn.*Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint For Canadian Wheat.*Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint For Canadian Barley.*Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint For Canadian Canola.*Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>(S&T)² Consultants Inc. (2017c). *Carbon Footprints for Major Canadian Grains Methodology Report.*Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables. |
| Quantification des résidus de culture et de la teneur en azote des cultures | Thiagarajan, A., Fan, J., McConkey, B.G., Janzen, H., Campbell, C.A. (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 |

Les rapports de la TRCCD ne contenaient pas d'informations sur le soja, la caméline, le blé dur et les pois secs. Néanmoins, la plupart des ICV pour ces cultures 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. Les lacunes en matière de données ont été comblées en utilisant des données bibliographiques pour compléter les informations manquantes. Le **Tableau 7** détaille les principales sources de données pour la caméline, le soja et le blé dur.

*Tableau 7 : Principales sources de données pour la caméline, le soja et le blé dur.*

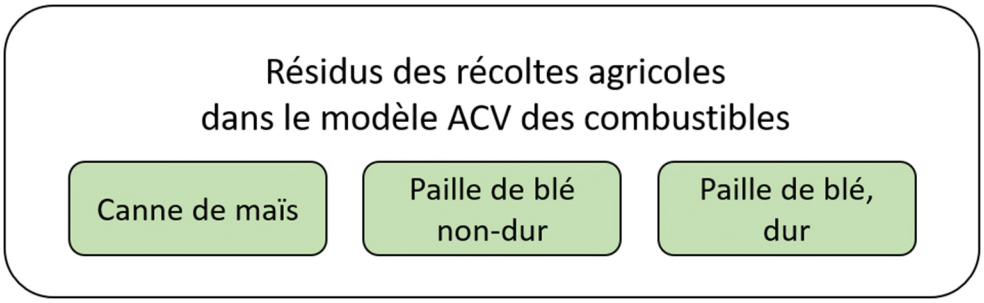
| Paramètres | Caméline | Soja | Blé dur |
|---|---|---|---|
| Rendement | Données de 2019 de Smart Earth Seeds | Tableau CANSIM 001-0071 de Statistique Canada | Tableau CANSIM 001-0071 de Statistique Canada |
| Doses d'engrais | Guide de planification des cultures 2019 de la Saskatchewan | Manitoba : Moyennes 2012-2014 du programme Manitoba Management Plus<br><br>Ontario et Québec : Enquête 2015 sur l'utilisation des engrais Stratus | Saskatchewan : Moyennes 2012-2014 de la Saskatchewan Crop Insurance Corporation<br><br>Alberta : Budget des cultures de l'Alberta pour 2015 |
| Consommation d'énergie | Utilisation des données sur la consommation d'énergie du canola comme données de substitution, sur la base du modèle énergétique des cultures des Prairies et de l'enquête sur l'agriculture de 2011 | Enquête USDA ARMS 2012 | Modèle énergétique des cultures des Prairies (PCEM), et données sur le travail du sol issues du recensement agricole de 2011 |

Les pois secs n'ont pas non plus été modélisés dans les rapports de la TRCCD. Dans cette situation, le modèle s'appuie sur l'IC pour la production de pois au Canada calculé par Desjardins et coll. (2016)[10]. À l'avenir, l'inventaire et la modélisation des pois secs seront améliorés.

### Approche générale pour l'exploitation des résidus de cultures agricoles

En plus des grandes cultures agricoles, le modèle ACV des combustibles inclut l'utilisation des résidus de cultures agricoles comme charges d'alimentation pour les combustibles à faible intensité en carbone. Ces résidus comprennent les parties en surface des plants de maïs et de blé qui sont restées dans les champs après la récolte. Les charges d'alimentation issues des résidus de culture comprises dans le modèle ACV des combustibles sont énumérées ci-dessous.

[10] Desjardins, R., Worth, D., Vergé, X., Maxime, D., VanderZaag, A., Dyer, J. et Arcand, Y. (2016). 18 Greenhouse Gas Emission Intensities of Agricultural Products. Dans R. L. Clearwater, *Environmental Sustainability of Canadian Agriculture: Agri-Environmental Indicator Report Series – Report #4.* Ottawa, ON : Agriculture et Agroalimentaire Canada, Ottawa, Ontario.




Étant donné que la plupart des résidus de culture sont actuellement laissés sur les champs agricoles, ces résidus ont été traités comme des déchets dans le modèle ACV des combustibles. Ainsi, aucun impact en amont de la culture n'a été alloué aux résidus. Cependant, la modélisation des résidus de culture inclut l'utilisation de diesel pour tenir compte de la collecte de ces résidus, ainsi qu'un apport d'engrais N pour tenir compte de l'élimination de ces résidus de culture. De plus, comme les résidus contiennent de l'azote qui est éliminé du champ, celui-ci aura besoin d'un apport supplémentaire d'azote (N) provenant des engrais azotés l'année suivante. La quantité d'azote éliminée des champs sous forme de 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 en supposant que la collecte est effectuée par un camion diesel. La distance parcourue est estimée sur la base des rendements des cultures, en supposant un champ carré, et du nombre de passages nécessaires pour couvrir le champ avec des têtes moyennes de moissonneuse-batteuse à grains. Ce processus est illustré à la **Figure 8**. Le procédé de collecte produit une unité fonctionnelle de 1 kg de résidus de culture.

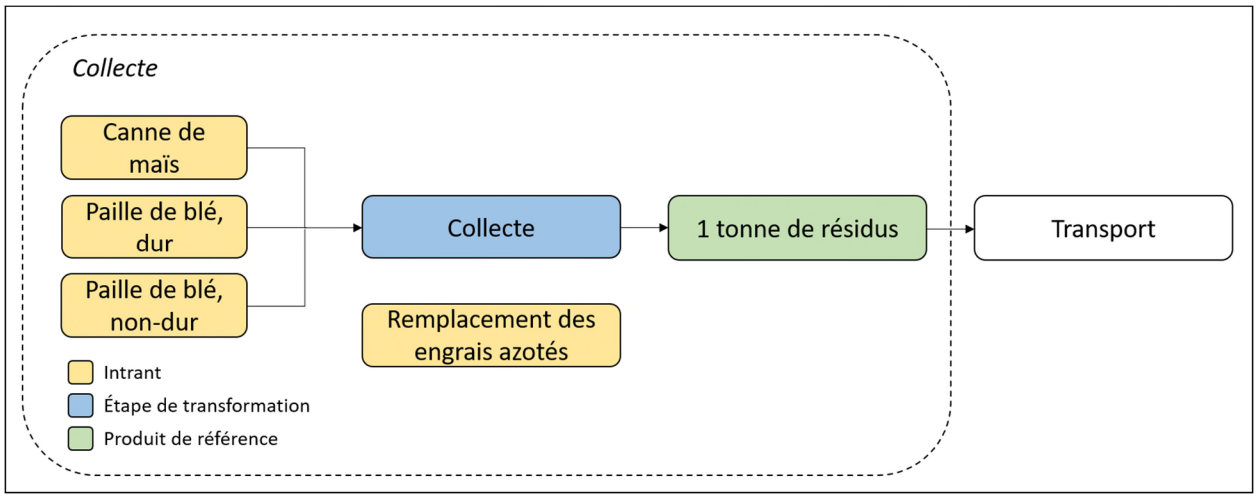



*Figure 8 : Vue d'ensemble du procédé de collecte des résidus de culture, qui fait partie de l'étape du cycle de vie de l'extraction.*

### *Portée géographique de la collecte des résidus de cultures agricoles*

La portée géographique pour les résidus de canne de maïs et de paille de blé (dur et non dur) n'est disponible que pour la moyenne nationale. Toutefois, les utilisateurs peuvent saisir des spécificités régionales si des données régionales sont disponibles.

#### *Allocation pour la collecte des résidus de cultures agricoles*

Pour la collecte des résidus de cultures agricoles, aucune méthode d'allocation n'a été appliquée à l'ensemble de données de l'ICV.

#### *Sources de données pour la collecte des résidus de cultures agricoles*

La teneur en azote des résidus de culture a été modélisée à la lumière des travaux de Thiagarajan et coll. (2018). La consommation de diesel pour la récolte a été estimée sur la base des données de rendement des rapports de la TRCCD, tandis que les dimensions des machines de récolte ont été calculées sur la base d'une taille moyenne de tête de récolte des fabricants nord-américains. Les données sont résumées au **Tableau 8**.

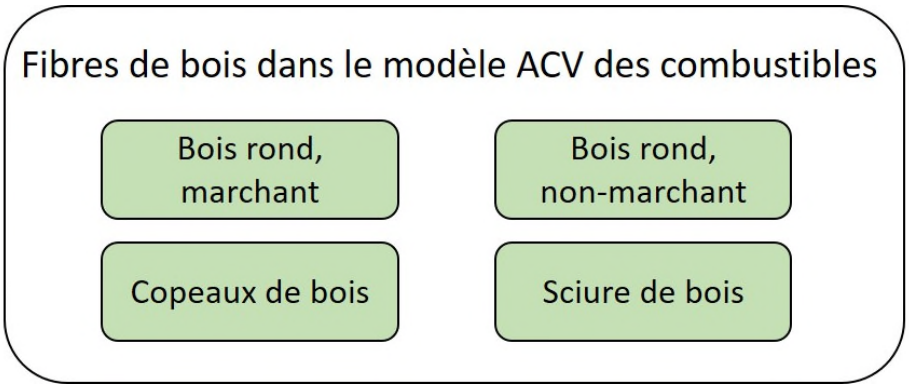
*Tableau 8 : Principales sources de données pour les résidus de cultures.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Teneur en azote des résidus de culture | Thiagarajan, A., Fan, J., McConkey, B.G., Janzen, H., Campbell, C.A. (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 :<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint for Canadian Grain Corn.* Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>(S&T)² Consultants. (2017). *Carbon Footprint For Canadian Wheat.* Winnipeg, MB : Table ronde canadienne sur les cultures durables.<br>Taille des têtes de moissonneuse :<br>Comparaison des spécifications. Case IH Agriculture. Récupéré de : https://www.caseih.com/northamerica/en-us/Pages/Comparison.aspx?family=GrainHeadsRigidCombine# |

### 3.1.2 Récolte des fibres de bois au Canada

#### Approche générale pour la récolte des fibres de bois

Plusieurs charges d'alimentation à faible intensité en carbone sont produites à divers points du secteur forestier canadien. Le secteur forestier canadien est un système hautement 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 utilisations finaux. Le modèle ACV des combustibles comprend les charges d'alimentation fibreuses suivantes :




La **Figure 9** présente l'organigramme des différentes fibres de bois dans le modèle ACV des combustibles ainsi que les interactions entre ces charges d'alimentation. La phase extraction 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 fibres de bois.

La biomasse forestière provenant de la végétation sur pied est la principale source de charge d'alimentation. Si les résidus de bois de récolte et les déchets de bois provenant de la construction et de la démolition sont également des sources de charges d'alimentation auxiliaires, ces deux charges d'alimentation n'ont pas d'émissions de GES associées. En effet, comme expliqué au **chapitre 3.1.4**, les émissions de GES en amont ne sont pas allouées aux charges d'alimentation en fin de vie.

Le bois rond marchand et le bois rond non marchand issus de la biomasse forestière provenant de la végétation sur pied sont modélisés à la fois comme charges d'alimentation principales et comme produits intermédiaires dans la préparation de copeaux ou de sciure de bois. L'ICV des billes marchandes inclut l'utilisation de combustibles fossiles (diesel, propane et essence) et exclut tout autre intrant matériel ou chimique (lié à la sylviculture, par exemple). De même, les billes non marchandes sont modélisées en fonction du diesel consommé pendant les activités d'exploitation forestière.

Une fois transportées à la scierie, les billes marchandes sont transformées en bois d'œuvre, un procédé qui génère également de la sciure et des copeaux de bois, ainsi que d'autres coproduits (écorces, copeaux, éboutures et résidus fins de déchiquetage). La modélisation de la sciure et des copeaux de bois consiste donc à répartir la consommation d'énergie (c.-à-d. l'utilisation d'électricité et de combustibles fossiles) des opérations de sciage en fonction de la masse des différents coproduits de la scierie. La sciure peut être utilisée directement comme charge d'alimentation pour la filière de l'hydrogène issu de la gazéification (voir le **chapitre 3.3.8**) ou peut être transformée en granulés de bois. De même, les copeaux de bois produits à la scierie peuvent être utilisés comme charge d'alimentation pour produire de l'huile de pyrolyse (voir le **chapitre 3.3.4**).

Le déchiquetage des résidus de coupe et du bois rond non marchand en bordure des routes forestières peut être effectué à l'aide de plusieurs technologies aux capacités et à la consommation de combustible variables. D'après la documentation, le processus unitaire de broyage de la biomasse de bois en bordure de route est fondé sur une valeur moyenne de consommation de diesel par volume de bois broyé. Les procédés exclus et leur justification sont décrits au **chapitre 2.3.1**. Le procédé de récolte produit une unité fonctionnelle de 1 kg de fibres de bois en poids sec.

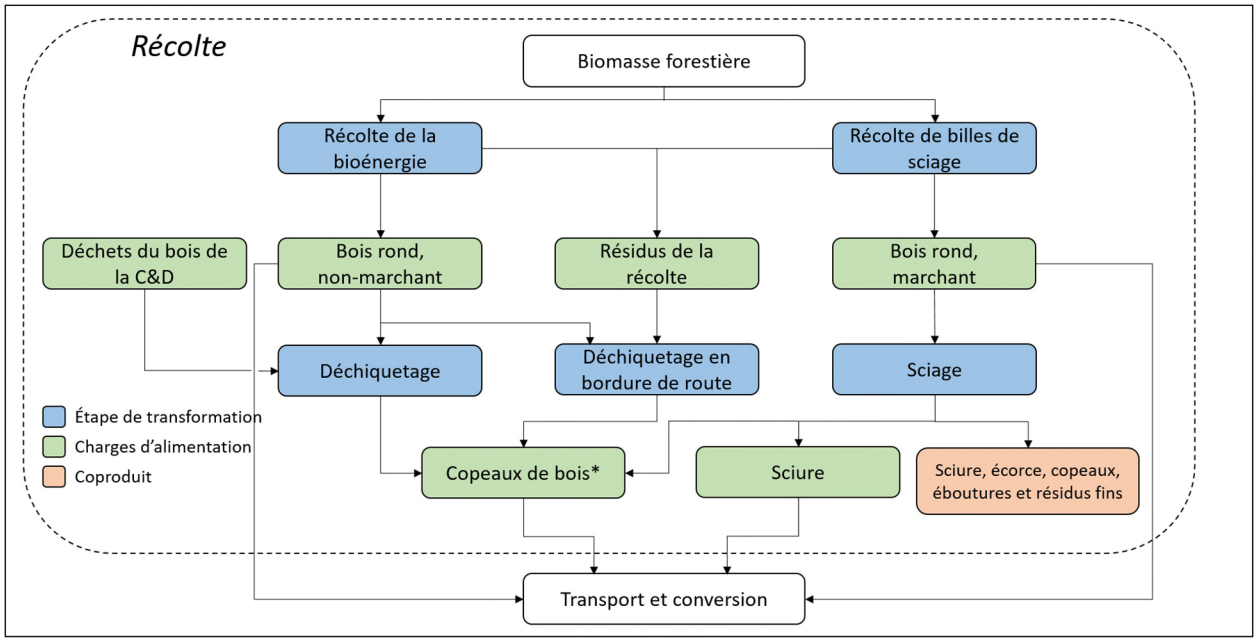



*Figure 9 : Aperçu du procédé de récolte des fibres de bois. Une méthode d'allocation fondée sur la masse a été appliquée à la sciure et aux copeaux de bois produits à la scierie.*

Comme décrit dans le **chapitre 2.7**, les émissions de carbone associées au changement direct de l'affectation des terres sont incluses dans le modèle ACV des combustibles dans les cas où la production de charges d'alimentation nécessite la conversion de l'utilisation actuelle des terres à la production de bioénergie. Dans le cas des fibres de bois, comme les sources forestières canadiennes existantes ne nécessitent aucune conversion pour la production de bioénergie, les émissions dues au changement d'affectation des terres ne sont pas incluses dans l'ICV des fibres de bois.

### *Portée géographique de la récolte des fibres de bois*

Les données sur l'exploitation forestière ne sont pas disponibles au niveau provincial. Par contre, l'ICV relative aux fibres de bois est exprimé en trois moyennes régionales : Est du Canada, Ouest du Canada et moyenne nationale. Cela s'explique par le fait que la principale source de données pour la récolte des données provient des études d'ACV sur les produits canadiens de l'Athena Sustainable Materials Institute, laquelle agrège les données pour l'Est du Canada et pour le Canada dans son ensemble. 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, « Ouest du Canada » représente les usines de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, tandis que « Est du Canada » englobe les usines du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du Québec. En ce qui concerne les systèmes énergétiques de base, les intensités en carbone des réseaux électriques sont disponibles au niveau provincial.

### *Allocation pour la récolte de fibres de bois*

Pour la récolte des fibres de bois, l'allocation se fait à la scierie où les opérations de sciage génèrent plusieurs coproduits (sciure, copeaux, écorces, rabotures, résidus fins de déchiquetage et éboutures) en plus du bois d'œuvre. La modélisation de la sciure et des copeaux de bois consiste donc à répartir la consommation d'énergie (c.-à-d. l'utilisation d'électricité et de combustibles fossiles) dans le cadre des activités de sciage en fonction de la masse des différents coproduits de la scierie.

### *Sources de données pour la récolte des fibres de bois*

Les données publiques d'ICV les plus fiables pour les activités de récolte de bois rond marchand 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, cet organisme 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 des informations concernant les données nationales et de l'Est du Canada. Bien qu'aucune étude d'ACV ne portait spécifiquement sur l'Ouest canadien, il a été possible d'utiliser des moyennes pondérées des ensembles de données du Canada et de l'Est du Canada pour calculer ou déduire les valeurs pour l'Ouest canadien.

Les données spécifiques au Canada n'étaient pas disponibles pour la récolte des arbres non marchands qui pourraient 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 (CORRIM) 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 la sciure et les copeaux de bois produits à la 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 consommation par défaut 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. Un résumé des sources de données utilisées est présenté au **Tableau 9**ci-dessous.

*Tableau 9 : Sources de données sur l'exploitation des fibres de bois.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| 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.* Consulté sur http://www.athenasmi.org/wp-content/uploads/2018/07/CtG-LCA-of-Eastern-Canadian-Surfaced-Dry-Softwood-Lumber.pdf |
| | Athena Sustainable Materials Institute. (2018b). *A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Eastern Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber.* Consulté sur http://www.athenasmi.org/wp- |

| | |
|---|---|
| | content/uploads/2018/07/CtG-LCA-of-Eastern-Canadian-Surfaced-Dry-Softwood-Lumber.pdf |
| Récolte de billes non marchandes | Johnson, L., Lippke, B. et Oneil, E. (2012). Modelling Biomass Collection and Woods Processing Life-Cycle Analysis. *Forest Prod. J. 62(4)*, 258-272. |
| Déchiquetage en bord de route des résidus de coupe et des billes non marchandes | McKechnie, J. (2012). *Assessing the Greenhouse Gas Emissions Mitigation Potential through the Use of Forest Bioenergy.*Toronto, Ontario : Département de génie civil, Université de Toronto |

### 3.1.3 Production de charges d'alimentation étrangères

Dans les cas où une charge d'alimentation est produite à l'extérieur du Canada, le modèle ACV des combustibles fournira des valeurs d'IC prédéfinies pour les charges d'alimentation étrangères suivantes:

- Canola
- Maïs
- Sorgho
- Soja
- Canne à sucre

Ces charges d'alimentation étrangères sont modélisées conformément à l'approche méthodologique utilisée pour modéliser les charges d'alimentation produites au Canada, tel que présenté dans la section 3.1.

### 3.1.4 Collecte des déchets

Les déchets provenant de diverses activités agricoles, commerciales et industrielles sont utilisés en qualité de charge d'alimentation pour de nombreuses filières de combustibles à faible intensité en carbone, notamment l'éthanol, le biodiesel, le biogaz/gaz naturel renouvelable et les combustibles solides. Ces charges d'alimentation comprennent les déchets solides municipaux (DSM), les boues de traitement des eaux usées, les huiles et les graisses, les graisses animales, le fumier et les déchets industriels et de construction et démolition (C&D).

Par défaut et conformément aux orientations de la norme ISO 14044, les émissions de GES en amont ne sont pas allouées aux charges d'alimentation qui sont considérées comme des déchets. Sur la base de cette décision, l'intensité carbone du cycle de vie de ces charges d'alimentation commence à la collecte et au traitement des déchets. Les données et hypothèses spécifiques à chaque charge d'alimentation de déchets sont présentées dans la section correspondante.

Cependant, dans le cas des gaz d'enfouissement, des DSM, des boues des traitements des eaux usées et du fumier de bétail, le scénario de référence pourrait entraîner des émissions de méthane importantes selon la législation et les pratiques de gestion existantes qui varient d'une province à l'autre. Un scénario de référence national est établi pour chaque type de déchets, à savoir les gaz d'enfouissement, les DSM, les boues d'épuration des eaux usées et le fumier de bétail, afin d'être conservateur et uniforme entre les provinces comme suit:

- Lorsqu'une législation existe dans certaines provinces, le scénario de référence sera établi selon les règlements les plus stricts.
- En l'absence de législation, le scénario de référence sera établi sur la base de pratiques de gestion courantes pour le type de déchet donné.

L'analyse du cycle de vie du scénario de référence détermine les émissions évitées qui peuvent être allouées au système du combustible en tant que bonus pour les émissions évitées associées à l'utilisation des déchets pour la production de combustibles.

## 3.2 Transport des charges d'alimentation

Après l'extraction, l'étape suivante du cycle de vie dans le modèle ACV des combustibles est le transport de la charge d'alimentation. Dans le modèle ACV des combustibles, le transport comprend le transport des charges d'alimentation de la source (forêt, agriculture, flux de récupération des déchets, etc.) aux installations de production (moulins, distilleries, etc.).

Comme pour l'extraction des charges d'alimentation, le transport de chaque charge d'alimentation est modélisé en tant que processus unitaire d'avant-plan (**chapitre 1.5.3**). Les données primaires comprennent des paramètres tels que le mode de transport et la distance moyenne de transport. D'autres paramètres liés au transport, comme le rendement énergétique et le combustible utilisé, font partie des procédés d'arrière-plan du modèle ACV des combustibles. De plus amples informations sur les procédés d'arrière-plan sont présentées au **chapitre 4.2**.

Les sections suivantes décrivent les limites du système ainsi que l'approche de modélisation utilisée pour le transport des charges d'alimentation dans le modèle ACV des combustibles. Cela inclut également les distances par défaut qui ont été déterminées en fonction de la modélisation.

### 3.2.1 Limites du système en matière de transport

#### Limites du système en matière de transport

Tel qu'indiqué, les limites du système relativement au transport comprennent le transport des charges d'alimentation de la source jusqu'à l'installation de production, y compris toutes les étapes intermédiaires. Par exemple, les sous-produits du bétail sont transportés de l'abattoir jusqu'à l'usine d'équarrissage, et le suif de bœuf est ensuite acheminé vers l'usine de biodiesel. Dans le cas des combustibles et des charges d'alimentation importés, le modèle comprend également une analyse du transport pour tenir compte des émissions liées au transport qui se produisent en dehors des frontières canadiennes.

La modélisation des transports exclut les éléments suivants :

- Le transport sur site dans les limites de l'installation de traitement ou de conversion
- Transport de toutes les matières autres que les charges d'alimentation (c.-à-d. que le transport des produits consomptibles, des déchets et des coproduits est exclu)

### 3.2.2 Approche de modélisation relative au transport

L'approche de modélisation relative au transport des charges d'alimentation applique les mêmes hypothèses et données sous-jacentes que celles utilisées pour modéliser les filières des combustibles fossiles classiques et les processus unitaires d'arrière-plan (**chapitre 4.2**). Cela inclut le fait que le transport implique les mêmes équipements et les mêmes combustibles fossiles conventionnels que ceux

utilisés actuellement au Canada (c.-à-d. que les biocarburants ne sont pas utilisés comme source d'énergie pour le transport).

Les sections qui suivent donnent un aperçu de l'approche de modélisation relative au transport des charges d'alimentation.

### Modes de transport par type de charge d'alimentation

Le **Tableau 10** énumère les modes de transport utilisés ainsi que les considérations générales prises en compte dans la modélisation du transport de chacune des charges d'alimentation prédéfinies incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les paramètres de modélisation comprenaient également la charge et la distance requises. Notez que si le transport par bateau n'est pas inclus dans les filières prédéfinies, il est disponible si un procédé particulier nécessite son utilisation.

*Tableau 10 : Résumé des procédés de transport à modéliser pour les combustibles à faible intensité en carbone.*

| Type de charge d'alimentation | Modes de transport | Considération de modélisation |
|---|---|---|
| Agriculture | Camion | L'approvisionnement local est un facteur déterminant de la variabilité régionale des charges d'alimentation |
| | Train | Envisagé pour le transport sur de longues distances (devrait être plus pertinent dans l'industrie mature des biocarburants) |
| | Bateau | Envisagé pour les charges d'alimentation importées |
| Fibres de bois | Camion | L'approvisionnement local est un facteur déterminant de la variabilité régionale des charges d'alimentation;<br>Les fibres de bois nécessitent des étapes de transport supplémentaires en fonction de la source et de la filière de production (p. ex., le transport vers les déchiqueteuses de bois en bord de route) |
| | Bateau | Envisagé pour les charges d'alimentation importées |
| Gaz naturel | Gazoduc | Transport interprovincial de gaz naturel (comme charge d'alimentation pour la production d'hydrogène) |
| Déchets | Camion | Hypothèse fondée sur la proximité des usines de transformation par rapport aux centres de population |

### Filières de transport et utilisation

L'intensité des émissions de GES issues des transports dépend de l'efficacité énergétique des équipements mobiles. L'approche ci-dessous a été adoptée pour modéliser l'utilisation de l'équipement :

- Toutes les livraisons locales par camion sont censées être des livraisons à sens unique

- Toutes les livraisons par train ou par camion longue distance sont supposées être des livraisons à sens unique, le trajet de retour étant utilisé par d'autres systèmes de produits. Dans ces cas, le modèle attribue uniquement les émissions du premier voyage à la filière du biocarburant (c.-à-d. un aller simple)

#### Caractéristiques du produit

Les caractéristiques des produits pour les charges d'alimentation et les biocarburants ont une incidence sur les émissions de GES résultant du transport. La teneur en eau des charges d'alimentation et de la biomasse peut varier considérablement (entre 5 % et 40 %), ce qui augmente la charge de transport nécessaire pour fournir une masse sèche ou un contenu énergétique équivalent. La variation de la densité des charges d'alimentation (y compris le facteur d'emballage) peut également influencer l'efficacité des véhicules pendant le transport. La capacité des véhicules peut dépendre du volume (et non de la masse) pour les matériaux plus légers et à volume élevé.

Pour tenir compte de ces différences, l'approche et les hypothèses suivantes ont été retenues :

- La teneur en eau est prise en compte dans la détermination de la masse de la charge d'alimentation transportée.
- La quantité de charge d'alimentation transportée est déterminée par la masse de la cargaison et non par le volume. L'hypothèse est que la densité est suffisamment élevée pour que la masse soit le facteur déterminant du rendement des combustibles.

### 3.2.3 Distances de transport par défaut

#### Distance et mode de transport par défaut

Les distances moyennes de transport dans les filières prédéfinies sont basées sur les emplacements des charges d'alimentation et les emplacements existants ou probables des installations de transformation. En l'absence de données, les emplacements des nouvelles installations de production sont censés être similaires à ceux des installations existantes, sur la base de facteurs économiques similaires (c.-à-d. la proximité de la source et des utilisateurs finaux, la main-d'œuvre et les consommables). On suppose une distance moyenne de 100 km entre la source de charges d'alimentation et l'installation de production, d'après les observations suivantes :

- les installations existantes de production de granules de bois se trouvent à proximité des exploitations forestières et des scieries;
- les charges d'alimentation agricoles pour les installations de bioéthanol sont généralement des sources régionales (p. ex., le blé en Saskatchewan et le maïs en Ontario);
- le transport sur de courtes distances améliore la viabilité économique des biocarburants et devrait influencer la viabilité commerciale des technologies émergentes qui n'ont pas atteint l'échelle commerciale au Canada.

En fonction de cette distance, le camionnage constitue le mode de transport par défaut pour les charges d'alimentation agricoles et forestières. Avec le développement de l'industrie des biocarburants, les transports sur de longues distances pourraient devenir plus viables. En outre, les utilisateurs peuvent saisir le mode de transport et les distances de transport réelles à la place des filières prédéfinies. La distance moyenne par défaut pour le gaz naturel s'appuie sur une modélisation précédente effectuée pour les filières de pénétration des combustibles fossiles, qui sont décrites au **chapitre 4**. Le **Tableau 11** résume les distances moyennes par défaut.

*Tableau 11 : Les distances de transport moyennes et par défaut pour les charges d'alimentation.*

| Biocarburant/charges d'alimentation | Distance moyenne | Mode principal |
|---|---|---|
| Agriculture | 100 km | Camion |
| Fibres de bois | 100 km | Camion |
| Gaz naturel | 2 560 km | Gazoduc |
| Déchets | 100 km | Camion |

## 3.3 Conversion de combustible

La section suivante décrit l'approche générale pour chacune des filières de conversion du modèle ACV des combustibles. On y retrouve les hypothèses générales, la portée géographique et les principales sources de données.

Il existe un large éventail de technologies de conversion utilisées pour convertir les charges d'alimentation en combustibles à faible intensité en carbone, en fonction de l'utilisation finale souhaitée. Les besoins en données d'inventaire du cycle de vie pour les technologies de conversion comprennent :

- les données de bilan massique pour l'efficacité de la conversion des charges d'alimentation;
- les intrants énergétiques (électricité [réseau et production sur site], combustibles);
- les intrants matériels (produits chimiques, enzymes, etc.).

Pour la production de biodiesel et d'éthanol, les données primaires des producteurs canadiens ont été utilisées pour modéliser le procédé de conversion du combustible. Pour d'autres procédés de conversion des combustibles dans d'autres filières à faible intensité en carbone, on a utilisé la documentation et on a adapté cette dernière aux conditions canadiennes, lorsque cela était possible (p. ex., source d'énergie d'arrière-plan).

Pour les combustibles produits à l'extérieur du Canada, une sélection d'ICV d'arrière-plan régionalisé (p. ex. l'électricité) de régions étrangères est disponible dans le modèle ACV des combustibles. Pour les autres données d'arrière-plan de l'ICV, comme les intrants chimiques et de combustibles fossiles, les utilisateurs doivent utiliser les valeurs d'IC par défaut développées pour le contexte canadien.

### 3.3.1 Bioéthanol

Le modèle ACV des combustibles comprend la production de bioéthanol à partir de multiples charges d'alimentation et procédés techniques. Trois catégories pour ces filières sont décrites ci-dessous : le bioéthanol issu des céréales, l'éthanol cellulosique et l'éthanol issu des résidus de jardin. Le **Tableau 12** résume les filières incluses en fonction de la charge d'alimentation et du type de conversion.

*Tableau 12 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de bioéthanol.*

| Charges d'alimentation | Procédé de conversion |
|---|---|
| Orge, maïs, blé, pois secs, céréales mélangées | Broyage humide et sec |
| Canne de maïs, paille de blé | Prétraitement enzymatique, fermentation de sucre en C5/C6, distillation |

| | |
|---|---|
| Déchets de jardin | Prétraitement enzymatique, fermentation de sucre en C5/C6, distillation |

### Aperçu du procédé de conversion du bioéthanol à partir de céréales

La conversion des charges d'alimentation céréalières en bioéthanol est modélisée à l'aide d'un procédé à plusieurs étapes. Cela comprend l'extraction, la liquéfaction et la saccarification de l'amidon, la fermentation, la distillation et le séchage (**Figure 10**). Les céréales mélangées, l'une des charges d'alimentation modélisées, sont un mélange de trois charges d'alimentation (orge, maïs et blé). L'extraction de l'amidon est modélisée par mouture humide ou par mouture sèche, tandis que le reste du procédé de conversion des céréales en éthanol varie peu selon les types de céréales. La conversion produit également plusieurs coproduits. Les filières prédéfinies contiennent chacune un seul coproduit de sortie qui représente le contenu énergétique des coproduits produits dans le procédé de conversion. Les coproduits pris en compte dans ce calcul comprennent les drêches de brasserie d'orge, l'huile de maïs, les drêches de distillerie (DD), les DD avec solubles (DDS), le concentré de protéines de pois (CPP), les drêches humides de distillerie (DHD) et les DHD avec solubles (DHDS). Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de bioéthanol.

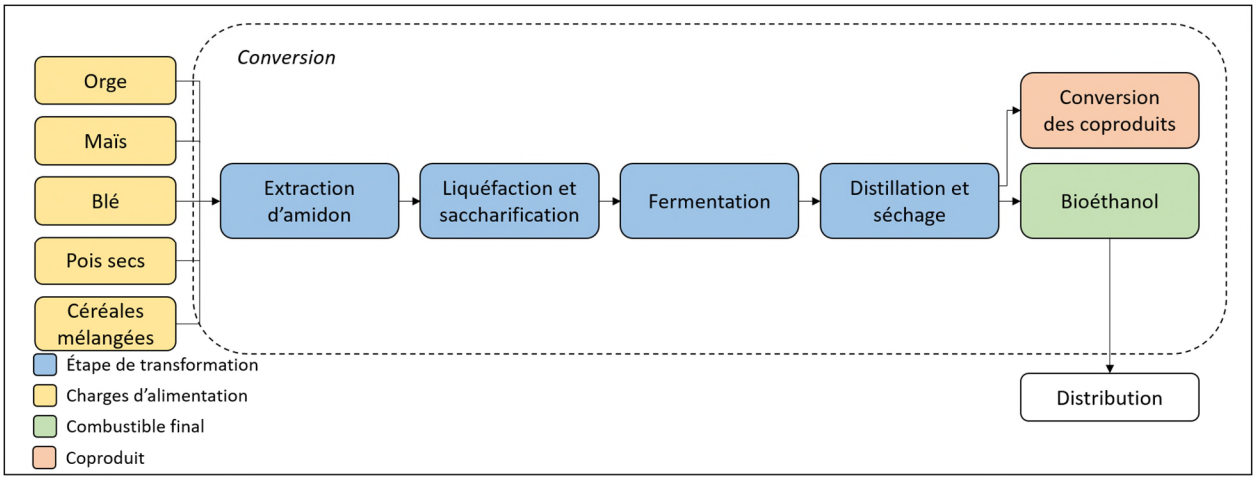



*Figure 10 : Principales étapes de transformation impliquées dans la production de bioéthanol. Les coproduits du bioéthanol dépendent des charges d'alimentation concernées et peuvent inclure des drêches de brasserie d'orge, de l'huile de maïs, des DD, des DDS, du CPP, des DHD et des DHDS.*

### *Portée géographique des procédés de conversion du bioéthanol*

Le procédé de conversion du bioéthanol à partir de céréales a été modélisé sur la base des données de production canadiennes tirées des rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE) qui ont été compilés par Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. Les données de RCPE ont été compilées pour modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion du bioéthanol à partir de céréales. Cela suppose que le procédé de conversion soit le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

### *Allocation pour les procédés de conversion du bioéthanol à partir de céréales*

La méthode d'allocation prédéfinie est basée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges aux coproduits est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits.

### *Sources de données sur les procédés de conversion du bioéthanol*

Les données détaillées de l'ICV provincial et anonymisées pour le bioéthanol de grain canadien ont été compilées par Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. Les données sont agrégées à partir des informations fournies par le RCPE pour les années de production 2012 à 2015. Un résumé des principales sources de données utilisées pour la modélisation de la conversion du bioéthanol est présenté au **Tableau 13**.

*Tableau 13 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du bioéthanol à partir de céréales*

| Type de données | Source des données |
|---|---|
| Volume des cultures produites et utilisées au niveau national | Littlejohns, J., Rehmann, L., Murdy, R., Oo, A. et Neill, S. (2018, 2018). Current state and future prospects for liquid biofuels in Canada. *Biofuel Research Journal, 5*(1), 759-779. |
| Production régionale de bioéthanol | Ressources naturelles Canada. (2019). *Programme écoÉNERGIE pour les biocarburants*. Consulté surhttps://www.nrcan.gc.ca/energy/alternative-fuels/biofuels/12358<br>Ressources naturelles Canada. (2019). *Données confidentielles sur la production d'éthanol tirées des rapports complémentaires sur les performances environnementales du programme écoEnergie pour les biocarburants.* |

### Aperçu du procédé de conversion de l'éthanol cellulosique

Le modèle ACV des combustibles comprend la conversion des résidus de cultures agricoles (canne de maïs et paille de blé) en éthanol cellulosique. Les charges d'alimentation subissent une réduction de taille mécanique avant qu'un prétraitement à l'acide dilué ne soit appliqué pour séparer les sucres des parois cellulaires des charges d'alimentation. La biomasse résultante subit ensuite une hydrolyse enzymatique qui produit une boue et de la lignine. La boue est ensuite fermentée pour convertir les sucres en éthanol, tandis que la lignine est utilisée pour produire de l'électricité et de la chaleur. Des mesures de distillation et de déshydratation sont prises pour éliminer l'eau et les solides résiduels de l'éthanol. L'essence conventionnelle est combinée à l'éthanol distillé, ce qui le dénature et produit de l'éthanol de qualité combustible. Une vue d'ensemble du procédé de production d'éthanol cellulosique est présentée à la **Figure 11**. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'éthanol cellulosique.

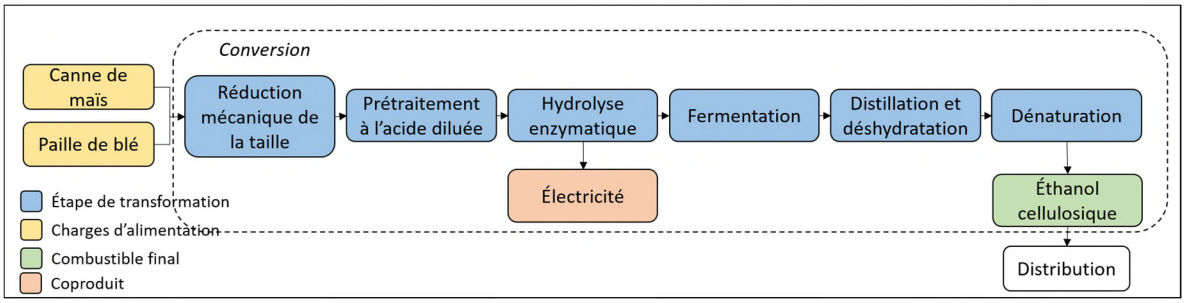



*Figure 11 : Principales étapes de la production d'éthanol cellulosique. L'électricité est produite à partir de la lignine et est recyclée vers le réseau.*

La filière de conversion de la paille de blé en éthanol a été modélisée avec les mêmes hypothèses de rendement de conversion pour les sucres produits par la canne de maïs, mais avec une teneur en sucre plus faible pour la paille de blé. Une autre hypothèse utilisée dans le modèle ACV des combustibles est l'utilisation de la levure pour faciliter la fermentation et la production d'éthanol à partir de sucres. L'utilisation de différents microorganismes permettrait d'obtenir des rendements de conversion différents, mais la filière prédéfinie est modélisée en supposant l'utilisation de ce microorganisme.

### *Portée géographique des procédés de conversion de l'éthanol cellulosique*

Le procédé de conversion de l'éthanol cellulosique a été modélisé à la lumière d'une analyse de la documentation américaine. Les données ont été compilées pour modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion de l'éthanol cellulosique à partir de canne de maïs. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les apports énergétiques. Comme la canne de maïs et la paille de blé sont traitées en qualité de déchets dans le modèle ACV des combustibles, ceux-ci ne contribuent pas aux variations régionales des émissions provenant des sols. La régionalisation a donc moins d'influence sur la production de combustible cellulosique puisque les technologies nécessaires à la production de ce type de combustible n'ont pas à varier d'un endroit à l'autre.

### *Allocation pour les procédés de conversion de l'éthanol cellulosique*

L'allocation se fait dans l'usine d'éthanol cellulosique entre l'éthanol comme produit primaire et les solides restants qui consistent en hémicelluloses et en lignine comme coproduit. L'utilisation la plus courante de la fraction inutilisée des hémicelluloses et des coproduits de la lignine consiste à les brûler pour produire de la chaleur et de l'énergie combinées afin d'alimenter le procédé de production d'éthanol. Pour la production d'électricité en coproduit de la raffinerie d'éthanol, l'électricité excédentaire est exportée vers le réseau et, par conséquent, on suppose qu'elle déplace les émissions de l'électricité de réseau produite au Canada.

### *Sources de données sur les procédés de conversion de l'éthanol cellulosique*

Les données utilisées pour modéliser la conversion de l'éthanol cellulosique à partir de charges d'alimentation céréalières ont été recueillies dans le cadre d'une étude réalisée en 2011 par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) (Humbird, et coll., 2011). À l'exclusion des charges d'alimentation, les données relatives aux intrants de chaque étape du procédé de conversion ont été obtenues à partir de l'outil GREET (Lee, Han et Wang, 2016) et de la contribution aux *Environmental Resource Letters* de Wang, Han, Dunn, Cai et Elgowainy, 2012. La conversion des sucres en éthanol pour le maïs a été considérée avec la même efficacité que celle du blé, mais la canne de maïs a été modélisée pour avoir un rendement en sucre plus élevé que la paille de blé. Le **Tableau 14** répertorie les principales sources de données utilisées dans la modélisation des procédés de conversion de l'éthanol cellulosique.

*Tableau 14 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation des procédés de conversion de l'éthanol cellulosique.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Étapes de la transformation de la paille de blé | 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 Rewable Energy Laboratory. |

| | |
|---|---|
| | Lee, U., Han, J. et Wang, M. (2016, octobre). *Argonne National Laboratories.* Extrait de Well-to-Wheels Analysis of Compressed Natural Gas and Ethanol from Municipal Solid Waste: https://greet.es.anl.gov/publication-wte-2016<br>Wang, M., Han, J., Dunn, J., Cai, H. et 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. |
| Étapes de la transformation de la canne de maïs | 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 Rewable Energy Laboratory.<br>Lee, U., Han, J. et Wang, M. (2016, octobre). *Argonne National Laboratories.* Extrait de Well-to-Wheels Analysis of Compressed Natural Gas and Ethanol from Municipal Solid Waste: https://greet.es.anl.gov/publication-wte-2016<br>Wang, M., Han, J., Dunn, J., Cai, H. et 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. |

### Aperçu du procédé de conversion de l'éthanol issu des déchets de jardin

La filière de l'éthanol issu des résidus de jardin est modélisée d'après la filière de l'éthanol cellulosique issu des résidus de canne de maïs, à quelques différences près.

Comme les résidus de jardin ont une teneur en eau supérieure à celle de la canne de maïs, il faut transporter une plus grande masse de charges d'alimentation vers l'installation de production d'éthanol pour obtenir une quantité équivalente de masse sèche pour la conversion lignocellulosique.

En raison de la forte teneur en eau de la charge d'alimentation par rapport à la canne de maïs, il faut plus d'énergie pour sécher la charge d'alimentation. La méthode suppose donc que la lignine produite en qualité de coproduit est brûlée pour sécher la charge d'alimentation entrante au lieu de générer un surplus d'électricité. La **Figure 12** présente une vue d'ensemble du procédé de conversion du bioéthanol issu des résidus de jardin. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de bioéthanol.

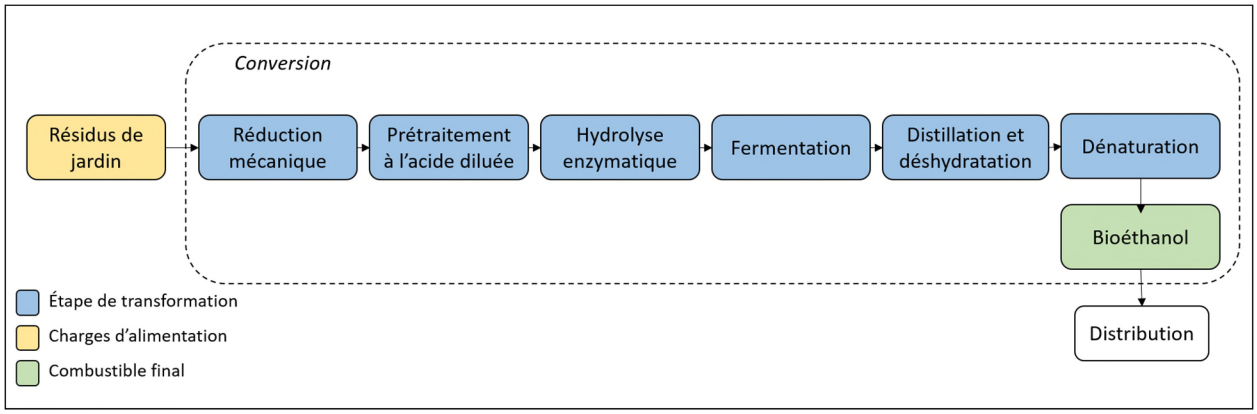



*Figure 12 : Principales étapes de la production d'éthanol à partir de résidus de jardin. La filière de production était basée sur la modélisation utilisée dans la filière de l'éthanol cellulosique.*

### 3.3.2 Biodiesel

Le modèle ACV des combustibles comprend la production de biodiesel à partir de multiples charges d'alimentation et procédés techniques. Trois catégories pour ces filières sont décrites ci-dessous : le biodiesel à base de graines oléagineuses, le biodiesel à base de suif de bœuf et le biodiesel à base d'huile de cuisson usée (HCU). Le **Tableau 15** résume les filières incluses en fonction de la charge d'alimentation et du type de conversion.

*Tableau 15 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de bioéthanol.*

| Charges d'alimentation | Procédé de conversion |
|---|---|
| Caméline, canola, soja | Extraction, transestérification, raffinage |
| Suif de bœuf | Extraction/purification, conversion élevée d'acides gras libres, transestérification/raffinage |
| Huile de cuisson usée | Purification, conversion d'acides gras libres, transestérification/raffinage |

#### Aperçu du procédé de conversion du biodiesel produit à partir de graines oléagineuses

Dans le modèle ACV des combustibles, les graines oléagineuses sont converties en biodiesel principalement par extraction et transestérification de l'huile. Pendant le procédé de conversion, on retrouve deux principaux coproduits — principalement une farine riche en protéines, et du glycérol. La **Figure 13** illustre les seuils du système pour l'étape conversion du cycle de vie et l'organigramme du procédé de production de biodiesel à partir de cultures de graines oléagineuses. Les charges d'alimentation comprennent le canola, le soja et la caméline.

La modélisation du procédé de conversion du biodiesel à partir de graines oléagineuses s'est appuyée sur les données de production canadiennes recueillies et fournies par le RCPE et dont la moyenne a été calculée pour la période 2011-2015. On a supposé que les intrants chimiques et énergétiques étaient les mêmes pour les graines de soja, de caméline et de canola. En outre, comme il n'a pas été possible de distinguer les charges d'alimentation dans les données du RCPE, une moyenne des propriétés des charges d'alimentation a été utilisée pour les trois différentes semences. Le procédé de conversion est modélisé avec une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de biodiesel.

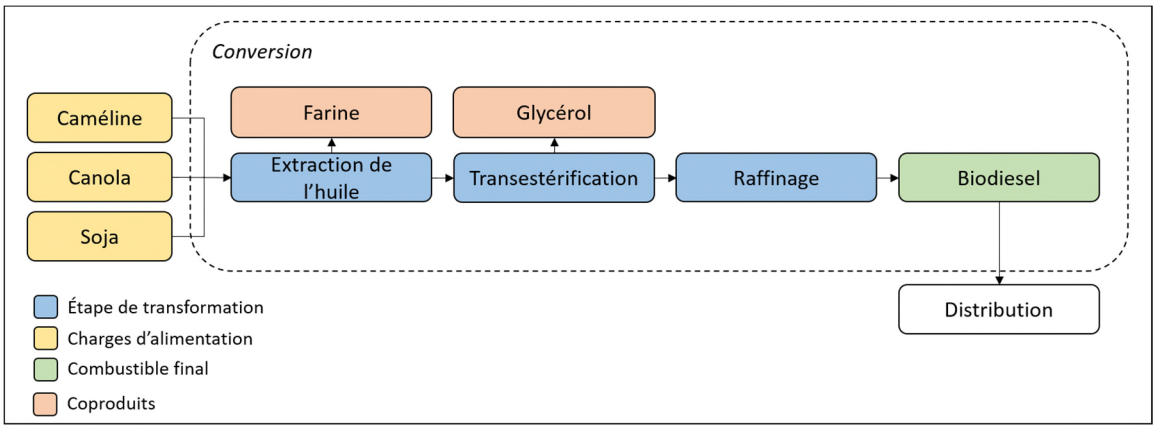



*Figure 13 : Principales étapes de la production du biodiesel. Les sous-produits du biodiesel comprennent une farine riche en protéines et du glycérol.*

### *Portée géographique des procédés de conversion du biodiesel*

Le procédé de conversion du biodiesel a été modélisé à l'aide des données de production canadiennes provenant des RCPE qui ont été compilés par Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. Les données du RCPE ont été compilées afin de modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion du biodiesel à partir de graines oléagineuses. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

### *Allocation pour les procédés de conversion du biodiesel à partir de graines oléagineuses*

La méthode d'allocation prédéfinie est fondée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges aux protéines de farine et au glycérol dans l'étape d'extraction et de transestérification de l'huile est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits.

### *Sources de données pour les procédés de conversion du biodiesel*

Comme pour la conversion du bioéthanol, des données détaillées de l'ICV provincial et anonymisées pour le biodiesel canadien à base de charges d'alimentation mixtes ont été compilées par Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. Les données sont agrégées à partir des informations fournies par le RCPE de 2011 à 2015. Des sources bibliographiques supplémentaires ont été utilisées pour modéliser l'étape d'extraction du biodiesel. Un résumé des principales sources de données utilisées pour la modélisation de la conversion du biodiesel est présenté au **Tableau 16**.

*Tableau 16 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biodiesel à partir de graines oléagineuses*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Extraction d'huile | Miller, P. et Kumar, A. (2013). Development of emission parameters and net energy ratio for renewable diesel from Canola and Camelina. *Energy, 58*, 426-437.<br>Shonnard, D., Williams, L. et Kalnes, T. (s.d.). Camelina-derived jet fuel and diesel: Sustainable advanced biofuels. *Environ. Prog. Sustainable Energy, 29*, 382-392 |
| Production et utilisation des oléagineux | Littlejohns, J., Rehmann, L., Murdy, R., Oo, A. et Neill, S. (2018, 2018). Current state and future prospects for liquid biofuels in Canada. *Biofuel Research Journal, 5*(1), 759-779. |
| Production nationale et régionale de biodiesel | Ressources naturelles Canada. (2019). *Données confidentielles sur la production de biodiesel tirées des rapports complémentaires sur les performances environnementales d'ecoEnergy for Biofuels.*<br>Ressources naturelles Canada. (2019). *Programme écoÉNERGIE pour les biocarburants*. Consulté sur https://www.nrcan.gc.ca/energy/alternative-fuels/biofuels/12358 |

### Aperçu du procédé de conversion du biodiesel issu du suif de bœuf

Cette filière commence avec l'arrivée des sous-produits du bétail de l'abattoir à l'usine d'équarrissage et se termine avec la production de biodiesel. Dans la phase de prétraitement, les sous-produits de l'abattoir sont transformés dans une usine d'équarrissage pour produire du suif de bœuf, avec comme coproduits de la farine de viande et d'os, de la vapeur d'eau et de la vapeur de cuisson. Les vapeurs de cuisson constituent un flux de déchets et sont exclues des calculs de l'ICV du modèle ACV des combustibles. Le suif de bœuf est ensuite transformé en biodiesel par un procédé de conversion qui tient compte de sa forte teneur en acides gras libres (AGL). La glycérine, les acides gras et les produits lourds de distillation sont des coproduits du biodiesel issus du procédé de transestérification/raffinage. La **Figure 14** présente un aperçu du procédé de conversion du biodiesel à partir de suif de bœuf dans le modèle ACV des combustibles. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de biodiesel.

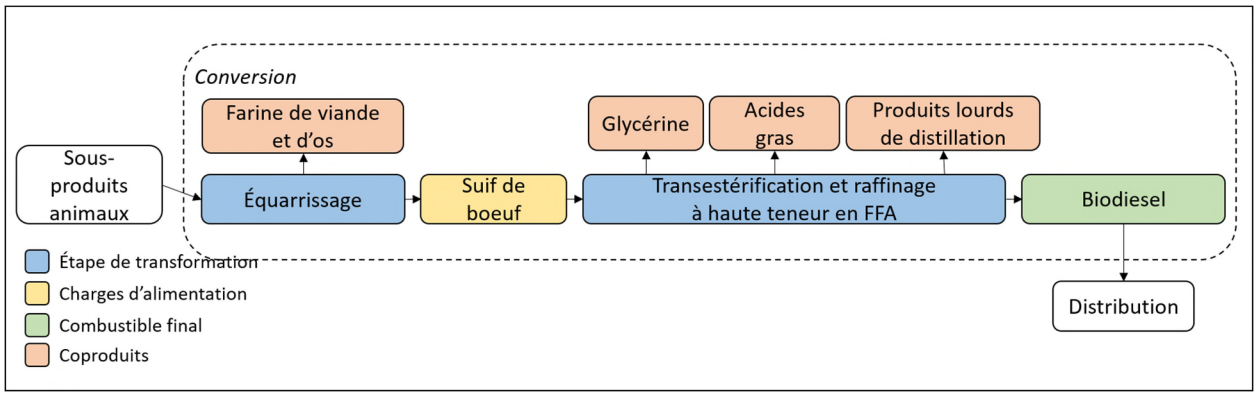



*Figure 14 : Principales étapes de la production de biodiesel à partir de suif de bœuf. Les coproduits du procédé d'équarrissage comprennent la farine de viande et d'os et l'eau/vapeur de cuisson (exclus de l'ICV). Les coproduits du procédé de transestérification/raffinage comprennent la glycérine, les lourds du biodiesel et les AGL.*

#### *Portée géographique des déchets dérivés du biodiesel de suif de bœuf*

Le procédé de conversion du biodiesel à partir de suif de bœuf a été modélisé en fonction de données américaines du modèle GREET et d'une enquête réalisée par l'American National Biodiesel Board. Les données ont été compilées pour modéliser une approche unique de moyenne nationale pour la conversion du suif de bœuf. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les apports énergétiques.

#### *Allocation pour le biodiesel dérivé de déchets de suif de bœuf*

La méthode d'allocation prédéfinie est fondée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges aux farines de viande et d'os et au suif de bœuf à l'étape de l'équarrissage est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits. L'allocation des charges entre le biodiesel, la glycérine, les acides gras et les distillats lourds dans l'étape de transestérification est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits.

#### *Sources de données sur les déchets dérivés du biodiesel provenant du suif de bœuf*

La conversion du biodiesel à partir de suif de bœuf a été modélisée en utilisant les données d'un procédé de conversion moyen du biodiesel américain pour représenter la production moyenne

canadienne. Le modèle GREET 2016 a été utilisé pour le procédé d'équarrissage du suif de bœuf. L'étape de conversion du biodiesel de suif de bœuf a été modélisé à l'aide de l'étude de Chen et coll. 2018 qui utilise les données d'une enquête réalisée par le National Biodiesel Board (NBB) des États-Unis en 2016. Le **Tableau 17** répertorie les principales sources de données utilisées dans la conversion du biodiesel à partir de suif de bœuf.

*Tableau 17 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du suif de bœuf en biodiesel.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Rendement du suif de bœuf | Chen, F., Qui, Z., Canter, C., Cai, H., Han, J. et Wang, M. (2017, 9 octobre). 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. |
| Transestérification et raffinage | 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. |

### Aperçu du procédé de conversion du biodiesel à partir d'huiles de cuisson usées

La conversion commence avec l'arrivée des huiles de cuisson usées (HCU) à l'usine d'équarrissage et se termine avec la production de biodiesel. Tout d'abord, la graisse jaune est produite à partir d'HCU par un procédé de purification en deux étapes. L'eau est d'abord retirée mécaniquement de l'huile de cuisson usée. L'eau restante est ensuite éliminée thermiquement. Tout comme le suif de bœuf, la graisse jaune a une teneur en AGL plus élevée que l'huile provenant de cultures oléagineuses. Cependant, dans le modèle ACV des combustibles, contrairement à la filière du biodiesel de suif de bœuf, le biodiesel issu des HCU est d'abord prétraité pour réduire la teneur en AGL avant la transestérification. Ce procédé de conversion des AGL s'appuie sur un rapport GREET de Californie aux États-Unis, qui consiste en une estérification acide moyenne de 50/50 utilisant l'hydroxyde de sodium pour neutraliser l'acide sulfurique, et l'autre moitié traitée par estérification continue non acide. Après le prétraitement, la graisse jaune est traitée par un procédé de transestérification/raffinage du biodiesel similaire à celui utilisé pour d'autres huiles végétales issues de cultures. Les coproduits comprennent la glycérine, le biodiesel lourd et les acides gras libres. La **Figure 15** présente le principal aperçu de la conversion du biodiesel à partir des HCU dans le modèle ACV des combustibles. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de biodiesel.

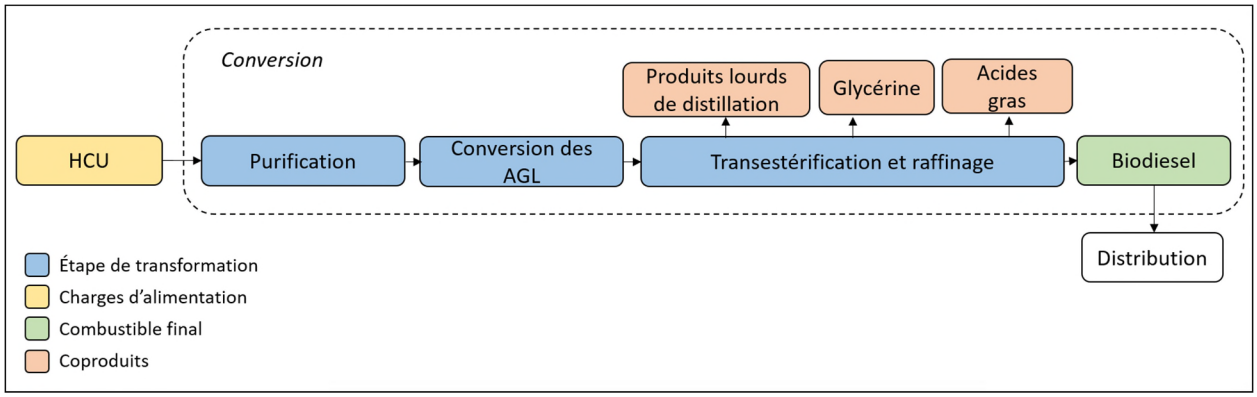



*Figure 15 : Principales étapes de la production de biodiesel à partir d'huiles de cuisson usées. Les coproduits du procédé de transestérification comprennent la glycérine, les lourds du biodiesel et les AGL.*

*Portée géographique des déchets dérivés du biodiesel provenant des huiles de cuisson usées*

Le biodiesel issu du procédé de conversion des HCU a été modélisé sur la base des données canadiennes et américaines du modèle GHGenius et GREET, et d'une enquête réalisée par l'American National Biodiesel Board. Les données ont été compilées pour modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion des huiles de cuisson usées en biodiesel. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une région donnée en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les apports énergétiques.

*Allocation pour les déchets dérivés du biodiesel provenant des huiles de cuisson usées*

La méthode d'allocation prédéfinie est fondée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges entre le biodiesel, la glycérine, les acides gras et les distillats lourds dans l'étape de transestérification est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits.

*Sources de données sur les déchets dérivés du biodiesel provenant des huiles de cuisson usées*

Les données de la version 4.03 de GHGenius ont été utilisées pour la modélisation du procédé de purification des HCU. Les données de CA-GREET ont été utilisées pour modéliser l'étape d'estérification des AGL. L'étape de conversion du biodiesel à partir des HCU a été modélisée à l'aide des données d'une enquête menée par le National Biodiesel Board (NBB) des États-Unis en 2016. Le **Tableau 18** répertorie les principales sources de données utilisées dans la conversion du biodiesel à partir des HCU.

*Tableau 18 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biodiesel à partir des HCU.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Purification des HCU | (S&T)² Consultants Inc. (2013). GHGenius Model 4.03 Volume 2 Data and Data Sources. Ottawa, ON : Ressources naturelles Canada. |
| Estérification des AGL des HCU | California Environmental Protection Agency. (2009). Detailed California-GREET Pathway for Biodiesel Produced in California from Used Cooking Oil |
| Conversion du biodiesel | 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 |

### 3.3.3 CFIC solide

Les CFIC solides sont modélisés à partir de deux sources de charges d'alimentation : les fibres de bois et les résidus de cultures. Le tableau ci-dessous résume les filières incluses en fonction de la charge d'alimentation et du type de conversion.

*Tableau 19 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production de combustibles à faible intensité en carbone solides.*

| Charges d'alimentation | Procédé de conversion | Combustible |
|---|---|---|
| Billes non marchandes, sciure | Pelletisation | Granulés de bois |
| | Pelletisation et traitement à la vapeur | Granulés de bois, traités à la vapeur |
| | Pelletisation et torréfaction | Granulés de bois, torréfiés |

| | | |
|---|---|---|
| Résidus de canne de maïs | Densification | Granulés de canne de maïs |

### Aperçu du procédé de conversion des CFIC solides à partir de fibres de bois

Le modèle ACV des combustibles comprend la conversion des fibres de bois en CFIC solides. Ce groupe de combustibles comprend les copeaux de bois et les granulés de bois. Les copeaux de bois étant à la fois une charge d'alimentation et un combustible final, la production de copeaux de bois en tant que combustible est expliquée au **chapitre 3.1.2**.

Un aperçu du procédé de conversion des fibres de bois en granulés de bois est présenté à la **Figure 16**. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de CFIC solides.

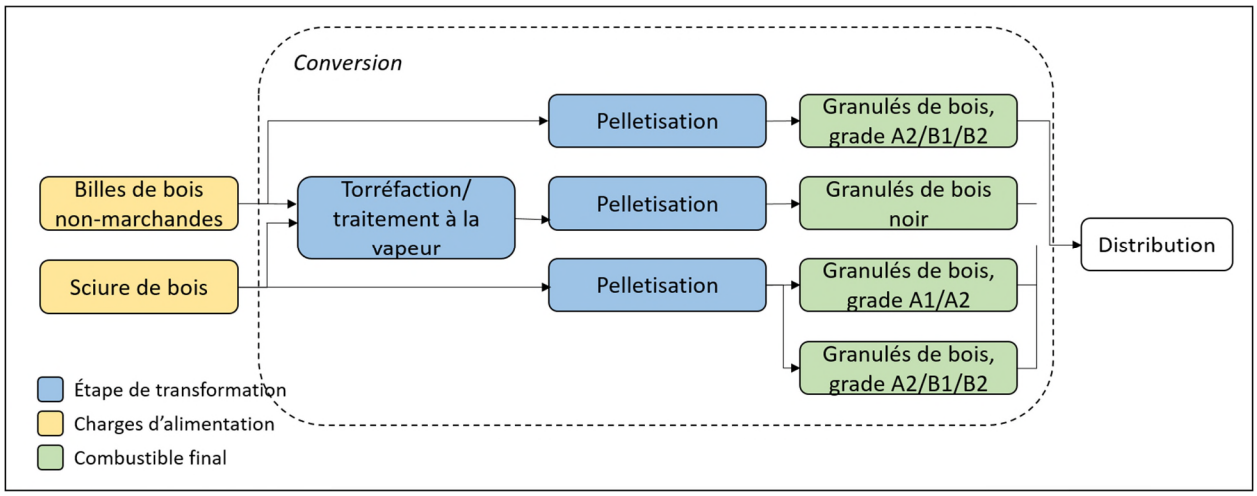



*Figure 16 : Principales étapes de la production des granulés de bois.*

Le modèle ACV des combustibles couvre trois principaux procédés de conversion (pelletisation, traitement à la vapeur et torréfaction) pour produire des granulés de bois à partir de billes non marchandes ou de charges d'alimentation de sciure. Dans le modèle ACV des combustibles, les granulés de bois sont classés comme suit :

- **Granulés de bois** — Granulés de grade A1/A2 et B1/B2 fabriqués à partir de n'importe quelle source de biomasse de bois (c.-à-d. biomasse récoltée, résidus) produite par des procédés de granulation standard;
- **Granulés de bois traités thermiquement (granulés noirs)** — granulés fabriqués à partir de biomasse de bois de toute source (c.-à-d. biomasse récoltée, résidus) qui sont traités thermochimiquement soit par traitement des flux soit par torréfaction avant d'être transformés en granulés.

Le procédé de pelletisation qui transforme les billes ou la sciure de bois non marchandes en granulés de bois a été modélisé en fonction de la quantité d'électricité consommée à l'usine de pelletisation. Dans le cas des charges d'alimentation non marchandes, le modèle ACV des combustibles comprend un apport supplémentaire d'électricité pour refléter l'énergie nécessaire à l'écorçage et au broyage des billes avant la granulation.

Le traitement thermique des granulés de bois, par la vapeur ou la torréfaction, constitue un nouveau volet du secteur des granulés de bois. Ce type de granulés de bois n'est pas encore produit à l'échelle commerciale au Canada. La torréfaction est une forme de pyrolyse qui entraîne une décomposition thermique partielle en l'absence d'oxygène. Elle est réalisée entre 200 et 300 degrés Celsius pour éliminer les substances volatiles du bois avant la densification (Adams, et coll., 2015). Lors de l'élaboration des valeurs d'intensité en carbone par défaut pour les granulés noirs, les valeurs de consommation d'énergie (électricité/gaz naturel) de la littérature ont été utilisées pour caractériser la production de granulés de bois torréfiés et traités à la vapeur.

Les valeurs de l'IC sont indiquées sur la base d'un MJ de granulés de bois produits avec une teneur en eau équivalente à celle du marché. Le **Tableau 20** résume la teneur en eau des CFIC solides inclus dans le modèle ACV des combustibles, ainsi que le pouvoir calorifique supérieur (PCS) correspondant, d'après les données de Ressources naturelles Canada (Bulletin des biocarburants solides nº 2 — Guide d'introduction aux biocarburants solides).

*Tableau 20 : Teneur en eau des CFIC solides et pouvoirs calorifiques élevés correspondants (MJ/kg).*

| CFIC solides | Teneur en eau (%) | PCS (MJ/kg) |
|---|---|---|
| Copeaux de bois (grade A1) | 10-25 % | 16-19 |
| Copeaux de bois (grade A2) | 25-35 % | 14-16 |
| Copeaux de bois (catégorie B) | ≥ 35 % | ≤ 14 |
| Granulés de bois (grades A1, A2 et B) | ≤ 10 % | 18-20 |
| Granulés de bois, traités à la vapeur | ≤ 10 % | 18-20 |
| Granulés de bois, torréfiés | ≤ 10 % | 18-20 |

La teneur en eau des CFIC solides est un paramètre important, car elle affecte directement le PCS des CFIC solides qui est utilisé comme facteur de conversion dans les calculs de l'ICV. En outre, la modélisation du transport et de la distribution des CFIC solides aux utilisateurs doit également tenir compte de la teneur en eau. En effet, ce paramètre est directement lié à la masse d'eau de ces CFIC solides qui doit être prise en compte dans le calcul des procédés de transport des combustibles vers les utilisateurs.

### *Champ d'application géographique de transformation des CFIC solides à partir de fibres de bois*

Les procédés de conversion ont été modélisés au niveau national. Les procédés de pelletisation et de traitement à la vapeur par défaut s'appuient sur les données de l'ICV relatives à la production de granulés de bois en Ontario. Comme il n'existe actuellement aucune usine de production de granulés de bois torréfiés à l'échelle commerciale au Canada, la modélisation du procédé de torréfaction s'appuie sur les données européennes d'une étude d'ACV de 2015 portant sur la production de granulés de bois torréfiés en Norvège (Adams, et coll., 2015). La composition du réseau électrique a été adaptée afin d'être représentative du contexte canadien. Bien qu'il n'existe qu'un seul élément de base pour la conversion au niveau national, les procédés de conversion des fibres de bois peuvent être modélisés pour une certaine région en utilisant les éléments de base des charges d'alimentation et d'autres intrants pertinents pour lesquels des données régionales sont disponibles.

### *Allocation pour les procédés de transformation des combustibles solides à faible intensité en carbone à partir de fibres de bois*

Aucune allocation n'a été effectuée pour les combustibles solides à faible intensité en carbone (CFIC) produits à partir de fibres de bois.

### *Sources de données pour les procédés de transformation des combustibles solides à faible intensité en carbone à partir de fibres de bois*

En ce qui concerne les procédés prédéfinis de pelletisation et de traitement à la vapeur, les données de l'ICV sur la production de granulés de bois en Ontario ont été tirées d'une publication de 2016 (McKechnie et coll., 2016). Les données relatives à la production de granulés noirs étaient basées sur une usine de démonstration en Norvège. Ces données ont été utilisées pour développer la filière par défaut des granulés noirs produits à partir de la biomasse traitée à la vapeur. Un résumé des principales sources de données utilisées dans la conversion des fibres de bois en CFIC solides est présenté sur **Tableau 21**.

*Tableau 21 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion des combustibles solides à faible intensité en carbone à partir de fibres de bois.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Pelletisation et traitement à la vapeur des granulés de bois | McKechnie, J., Saville, B. et MacLean, H. L. (2016). Steam-treated wood pellets: Environmental and financial implications relative to fossil fuels and conventional pellets for electricity generation. *Applied Energy 180*, 637-649. |
| Granulés de bois torréfiés | Adams, P. W., Shirley, J. E. et McManus, M. C. (2015). Comparative cradle-to-gate life cycle assessment of wood pellet production with torrefaction. Applied Energy 138, 367-380. |

### Vue d'ensemble du procédé de conversion des résidus de cultures en CFIC solides

Le modèle ACV des combustibles englobe la conversion des résidus de cultures en CFIC solides. Le procédé comprend la collecte des résidus de coupe et leur transport vers une unité de densification où les résidus sont transformés en granulés avant d'être transportés vers l'utilisateur final.

Le procédé de collecte des résidus de coupe est expliqué au **chapitre 3.1.1**. Le procédé de conversion qui se produit par la densification des résidus de culture aboutit à la production de granulés de résidus, lesquels sont utilisés à peu près comme les granulés de bois issus de la conversion des fibres de bois. 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 pelletisation, ainsi que pour les autres étapes. La **Figure 17** décrit la conversion des résidus de canne de maïs dans le modèle ACV des combustibles. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de granulés de résidus.

La modélisation du procédé de densification s'appuie sur des données canadiennes pour la densification de la paille de blé. On suppose donc que les charges d'alimentation des résidus de culture, qu'il s'agisse de canne de maïs ou de paille de blé, subiraient le même procédé de densification.

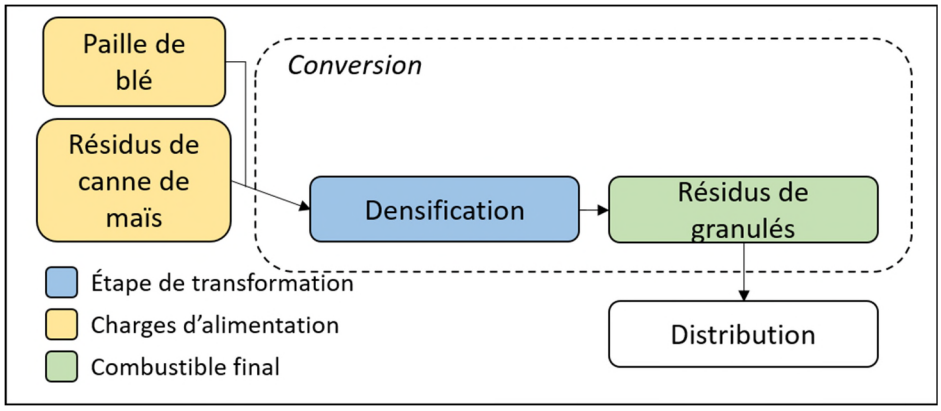



*Figure 17 : Principales étapes de la production des granulés de résidus.*

### *Portée géographique des procédés de transformation de combustibles à faible intensité en carbone solides à partir des résidus de cultures*

Le procédé de conversion a été modélisé au niveau national en fonction des données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granulés de paille de blé dans les Prairies canadiennes (Li X. et coll., 2012). Bien qu'il n'existe qu'un seul élément de base pour la conversion au niveau national, le procédé de densification peut être modélisé pour une certaine région en utilisant les éléments de base des apports énergétiques représentatifs de cette région.

### *Allocation pour les procédés de transformation de combustibles solides à faible intensité en carbone à partir des résidus de cultures*

Aucune allocation n'a été effectuée pour les CFIC solides produits à partir de résidus de cultures.

### *Sources de données pour les procédés de transformation de combustibles solides à faible intensité en carbone à partir des résidus de cultures*

Le procédé de conversion s'est appuyé sur les données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granulés de paille de blé dans les Prairies canadiennes (Li X. et coll., 2012). Comme mentionné, on suppose que le procédé de densification reste le même, quel que soit le type de charge d'alimentation des résidus de culture (canne de maïs ou paille de blé). Le **Tableau 22** présente les principales sources de données utilisées dans le procédé de densification.

*Tableau 22 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion des résidus de cultures en CFIC solides.*

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

### 3.3.4 Huile de pyrolyse

#### Aperçu du procédé de conversion de l'huile de pyrolyse

Le modèle ACV des combustibles comprend la production de bio-huile à partir de la pyrolyse des fibres de bois. Dans ce document, cette bio-huile sera appelée huile de pyrolyse. La pyrolyse rapide est modélisée par rapport à la pyrolyse lente, car la pyrolyse rapide produit comparativement plus d'huile de pyrolyse.[11] Parmi les différents types de conversion par pyrolyse rapide, le modèle ACV des combustibles comprend deux procédés : la pyrolyse rapide mobile et la pyrolyse rapide stationnaire. Les deux procédés utilisent les fibres de bois comme charge d'alimentation **(chapitre 3.1.2**).

Le procédé de conversion des deux filières de pyrolyse commence avec l'arrivée des copeaux de bois au pyrolyseur et se termine avec la production d'huile de pyrolyse.

Les deux procédés produisent également deux coproduits avec l'huile de pyrolyse : du biocharbon solide et des gaz non condensables (GNC). Dans la filière de la pyrolyse rapide mobile, on suppose que tout le GNC produit est réutilisé pour chauffer l'énergie dans l'usine, tandis que le biocharbon est vendu à d'autres utilisateurs finaux. Pour la pyrolyse rapide stationnaire, on suppose que tout le biocharbon et le GNC sont utilisés par le système de pyrolyse pour sécher la charge d'alimentation entrante, ce qui permet de ne pas avoir besoin de combustible ou de biomasse supplémentaire pour l'énergie du séchage. La **Figure 18** présente la visualisation de la conversion de l'huile de pyrolyse dans le modèle ACV des combustibles. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'huile de pyrolyse.

Les facteurs d'émission de procédés dans l'ouvrage de (S&T)² Consultants Inc. intitulé *The Addition of Pyrolysis Oil Pathways to GHGenius* ont été utilisés dans la filière de pyrolyse stationnaire. Ces mêmes facteurs d'émission ont été utilisés comme approximation pour les émissions du procédé dans la filière de la pyrolyse rapide mobile.

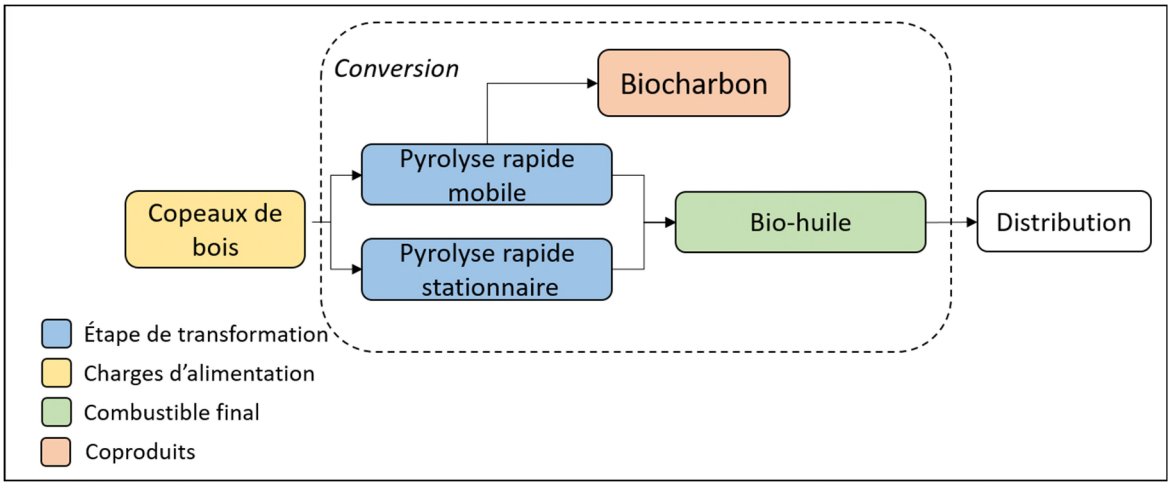



*Figure 18 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'huile de pyrolyse. Les coproduits comprennent le biocharbon et le GNC. Pour la pyrolyse rapide mobile, le GNC est recyclé pour être utilisé comme combustible dans l'usine. Pour la pyrolyse rapide stationnaire, le GNC et le biocharbon sont tous deux recyclés pour sécher la charge d'alimentation entrante*

[11] Agence danoise de l'énergie. (2017). *Technology Data for Renewable Fuels.* Consulté sur www.ens.dk

#### *Portée géographique de la conversion du pétrole par pyrolyse*

La conversion de l'huile de pyrolyse a été modélisée d'après les données canadiennes tirées d'une étude canadienne et du modèle GHGenius. Les données ont été compilées pour modéliser des moyennes nationales uniques pour la pyrolyse rapide mobile et la pyrolyse rapide stationnaire. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

#### *Allocation pour la conversion de l'huile de pyrolyse*

La méthode d'allocation prédéfinie est basée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges au biocharbon et à l'huile de pyrolyse dans l'étape de pyrolyse rapide mobile est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits. Aucune allocation n'est effectuée dans l'étape de conversion par pyrolyse rapide stationnaire.

#### *Sources de données pour la conversion de l'huile de pyrolyse*

Le procédé de pyrolyse rapide mobile est principalement basé sur une publication récente d'Ayer & Dias (2018), où les données d'exploitation d'une usine de pyrolyse rapide mobile de démonstration ont été utilisées pour modéliser les impacts du cycle de vie du système dans un contexte canadien. Les informations sur la pyrolyse rapide stationnaire sont basées sur GHGenius 4.03 ([S&T]² Consultants Inc., 2012). Ensyn a fourni des données sur le bilan de masse et l'utilisation de l'énergie pour son système à l'échelle commerciale qui produit du bio-huile, du biocharbon et du GNC à partir de fibres de bois. Le **Tableau 23** répertorie les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'huile de pyrolyse.

*Tableau 23 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'huile de pyrolyse à partir de charges d'alimentation de fibres de bois.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Procédé de pyrolyse rapide mobile | Ayer, N. W. et Dias, G. M. (2018). Supplying renewable energy for Canadian cement production: Life cycle assessment of bioenergy from forest harvest residues using mobile fast pyrolsyis. *Journal of Cleaner Production 175*, 237-250. |
| Procédé de pyrolyse rapide stationnaire | (S&T)² Consultants Inc. (2011). L'ajout des filières de pyrolyse du pétrole à GHGenius. |

### 3.3.5 Gaz naturel renouvelable

#### Aperçu du procédé de conversion pour le GNR

Le modèle ACV des combustibles comprend la conversion de plusieurs charges d'alimentation biologiques en gaz naturel renouvelable (GNR). Les quatre charges d'alimentation du GNR dans le modèle ACV des combustibles sont le biogaz provenant des décharges municipales, les boues de traitement des eaux usées (TEU), les déchets solides municipaux (DSM) organiques et le fumier de bétail. Étant donné que l'utilisation des quatre types de déchets pour la production de combustibles à faible intensité en carbone entraîne des réductions significatives et réelles de méthane, l'extension des

limites du système est utilisée pour inclure le différentiel d'émissions entre l'utilisation des déchets pour la production de combustibles et un scénario de référence qui se serait produit si les déchets n'étaient pas utilisés pour la production de combustibles. Le gaz de décharge est valorisé directement en GNR. Les trois autres charges d'alimentation sont traitées par digestion anaérobie pour produire du biogaz, lequel est ensuite valorisé en GNR. Le digestat est produit par le procédé de digestion anaérobie. On suppose également que le biogaz produit est partiellement recyclé dans l'usine. La digestion anaérobie pour les trois charges d'alimentation non gazeuses a été modélisée de la même manière, en utilisant un procédé de digestion des boues de TEU. Cette hypothèse était nécessaire en raison des données d'inventaire à faible résolution disponibles dans le cadre de l'étude du CIRAIG, qui ne permettaient pas de caractériser les procédés de digestion anaérobie uniques spécifiques au type de charge d'alimentation entrante. La **Figure 19** donne un aperçu de la production de GNR dans le modèle ACV des combustibles. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de GNR.

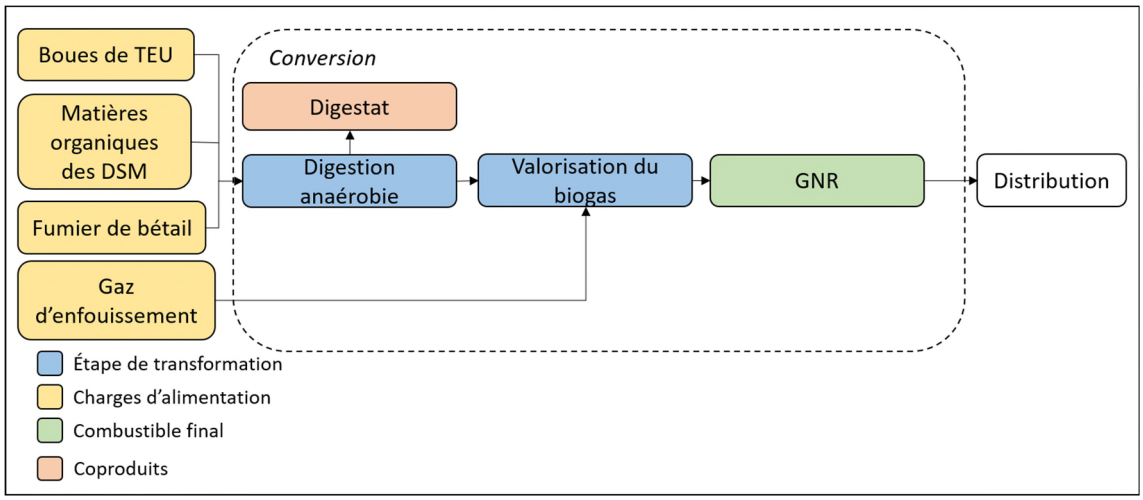



*Figure 19 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production de GNR à partir de sources de déchets. Le digestat est un coproduit de la digestion anaérobie.*

### *Portée géographique de la conversion du GNR*

Les procédés de conversion du gaz naturel renouvelable ont été modélisés d'après des données de production canadiennes compilées par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits (CIRAIG) dans le cadre de l'étude de RNCan de 2019. Les données ont été compilées pour modéliser une approche unique de moyenne nationale pour les procédés de conversion du GNR. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base et des apports énergétiques spécifiques à la province.

### *Allocation pour le GNR*

La méthode d'allocation prédéfinie est fondée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges au digestat issu de l'étape de digestion anaérobie est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits.

### *Sources de données pour le GNR*

Les sources de données pour la valorisation du biogaz étaient fondées sur une combinaison de données primaires provenant d'un nombre limité de producteurs canadiens de GNR et de données secondaires

provenant de la documentation utilisée pour combler les lacunes dans l'ensemble des données primaires. Ces données confidentielles ont été compilées par le CIRAIG (2019). Les principales sources de données utilisées pour la modélisation de la conversion du GNR sont disponibles au **Tableau 24**.

*Tableau 24 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation du GNR issu de la digestion anaérobie et des sites d'enfouissement.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Producteurs canadiens de GNR | CIRAIG. (2019). *Rapport technique : Des données pour éclairer l'analyse du cycle de vie du gaz naturel renouvelable clé du Canada.* Préparé pour : Ressources naturelles Canada |
| Coefficients d'émission | British Columbia Ministry of Environment and Climate Change Strategy. (2017, décembre). *2017 B.C. Best Practices Methodology for Quantifying Greenhouse Gas Emissions: Including Guidance for Public Sector Organizations, Local Governments, and Community Emissions`.* Consulté au gouvernement de la Colombie britannique : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/cng/methodology/2017-pso-methodology.pdf |
| ACV de la digestion anaérobie | Lee, U., Han, J., Demirtas, M. U., Wang, M. et Tao, L. (2016, septembre). *Life cycle analysis of renewable natural gas and hydrocarbon fuels from wastewater treatment plants' sludge.* Consulté à Argonne National Laboratories : https://greet.es.anl.gov/publication-sludge-2016 |

### 3.3.6 Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)

#### Aperçu du procédé de conversion du diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)

Le modèle ACV des combustibles comprend la conversion de l'huile de canola et de l'huile de palme en diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH). Les étapes de production du DRPH comprennent le prétraitement de la charge d'alimentation huileuse pour en éliminer les impuretés, puis l'extraction de l'huile pour enfin procéder à l'hydrotraitement à l'aide d'hydrogène et de vapeur. Les produits sont le DRPH, le propane, le CO et le $CO_2$. La culture et la modélisation de l'huile de canola sont présentées au **chapitre 3.1.1**. L'huile de palme n'étant pas produite au Canada, la documentation a été utilisée pour déterminer l'émission de g $CO_2$/MJ de DRPH afin de calculer l'intensité en carbone pour l'extraction de l'huile de palme (Usitalo, et coll., 2014). La **Figure 20** énumère les principales étapes de la transformation de l'huile de canola et de palme en DRPH. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de DRPH.

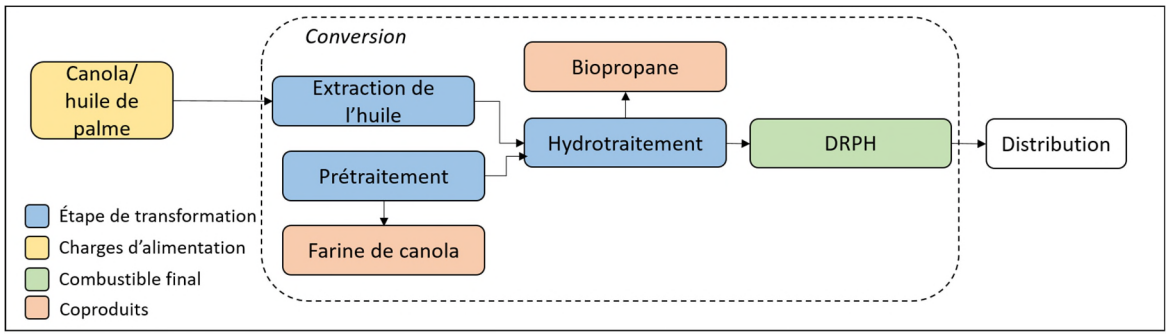



*Figure 20 : Principales étapes de transformation impliquées dans la production de DRPH. L'extraction de l'huile de canola donne comme produit secondaire le tourteau de canola. Le propane est le principal coproduit de l'étape d'hydrotraitement.*

### *Portée géographique des procédés de conversion DRPH*

Le procédé de conversion du DRPH a été modélisé d'après des analyses documentaires américaines et canadiennes. Les données ont été compilées afin de modéliser une approche unique de moyenne nationale pour la conversion du DRPH. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

### *Allocation pour la conversion des DRPH*

La méthode d'allocation prédéfinie est fondée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges aux protéines du tourteau dans l'étape d'extraction de l'huile est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits. Le biopropane produit peut être utilisé comme combustible pour remplacer le propane classique, c'est pourquoi une méthode de substitution a été utilisée pour tenir compte de ce coproduit.

### *Sources de données pour les procédés de conversion DRPH*

Les données relatives à la conversion de l'huile de canola et de palme en DRPH ont été obtenues à partir de diverses sources bibliographiques. Comme l'huile de palme n'est pas produite au Canada, l'étude réalisée par Usitalo et. coll. (2014) a été principalement utilisée dans sa modélisation pour la conversion DRPH. Une liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion DRPH est présentée au **Tableau 25**.

*Tableau 25 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion DRPH de l'huile de canola et de l'huile de palme.*

| **Type de données** | **Sources** |
|---|---|
| Charges d'alimentation/produits chimiques | (S&T)² Consultants Inc. (2010). *Life cycle analysis of canola biodiesel.* Winnipeg, MB : Conseil canadien du canola.<br>Ressources naturelles Canada. (2012). *Étude de l'utilisation du diesel renouvelable produit par hydrogénation comme combustible de remplacement en Amérique du Nord.* Ottawa, Ontario : Ressources naturelles Canada.<br>Usitalo, V., Vaisanen, S., Havukainen, S., Hauvukainen, M., Soukka, R. et Louranen, M. (2014). Carbon footprint of renewable diesel from palm oil, jatropha oil, and rapeseed oil. *Renewable Energy, 69*, 103-113. |
| Consommation d'énergie | Antares Group, Inc. (2010). *Renewable fuels roadmap and sustainable biomass feedstock supply for New York, Appendix H: Technologies for biofuels production.* New York, NY : Department of Agriculture and Markets et Department of Environmental Conservation de l'État de New York.<br>Miller, P. et Kumar, A. (2013). Development of emission parameters and net energy ratio for renewable diesel from Canola and Camelina. *Energy, 58*, 426-437. |
| Émissions | Argonne National Lab. (2018). GREET. |
| Valeurs d'IC du cycle de vie | Johnson, E. (2017). A carbon footprint of HVO biopropane. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining, 11*, 887-896. |

### 3.3.7 Biocarburéacteur

#### Aperçu du procédé de conversion pour le biocarburéacteur

Le modèle ACV des combustibles comprend la production de combustible biocarburéacteur renouvelable hydrotraité à partir de charges d'alimentation issues de la biomasse. Deux charges d'alimentation ont été modélisées pour le procédé de conversion : l'huile de cuisson usée (HCU) et l'huile de canola. Les deux charges d'alimentation sont converties en combustible pour biocarburéacteur par un procédé d'esters et d'acides gras hydrotransformés (HEFA). Dans ce procédé, les huiles de base sont soumises à un procédé d'hydrodésoxygénation catalytique à haute température. Le biocarburéacteur produit est du kérosène paraffinique synthétique (SPK), tandis que les coproduits comprennent du diesel renouvelable, du naphta et des hydrocarbures légers (c.-à-d. du propane). Les **Figure 21** et **Figure 22** présentent les principales étapes de la production biocarburéacteur. L'utilisation de chaque charge d'alimentation entraînera des rendements et des besoins énergétiques différents. Les procédés de conversion de ces filières produisent une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de biocarburéacteur.

Le volet biocarburéacteur de la filière canola commence avec la production d'huile de canola et se termine avec la production de biocarburéacteur. L'huile de canola est extraite des graines de canola selon le même procédé que celui utilisé pour le biodiesel de canola **(chapitre 3.3.2**). Le naphta et le propane sont des coproduits de l'hydrotraitement de l'huile de canola.

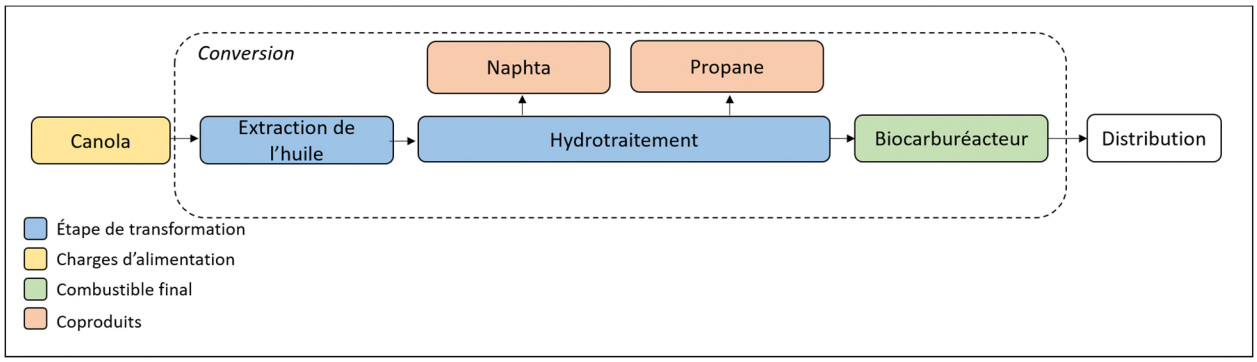



*Figure 21 : Principales étapes de traitement dans la production de combustible biocarburéacteur hydrotraité à partir de canola. Le naphta et le propane sont des coproduits de l'étape de l'hydrotraitement.*

Le procédé de fabrication de biocarburéacteur à partir d'HCU commence avec l'arrivée de l'huile de cuisson usée à l'installation de production du biocarburéacteur et se termine avec la production du biocarburéacteur. L'HCU est d'abord prétraitée pour éliminer les particules solides et l'humidité. Ensuite, l'huile prétraitée subit une hydrotransformation pour produire du biocarburéacteur. Le diesel renouvelable, le naphta et le propane sont produits en tant que coproduits. Les processus unitaires de prétraitement et d'hydrotransformation sont basés sur la modélisation Aspen Plus de Chu, P. L. (2014).

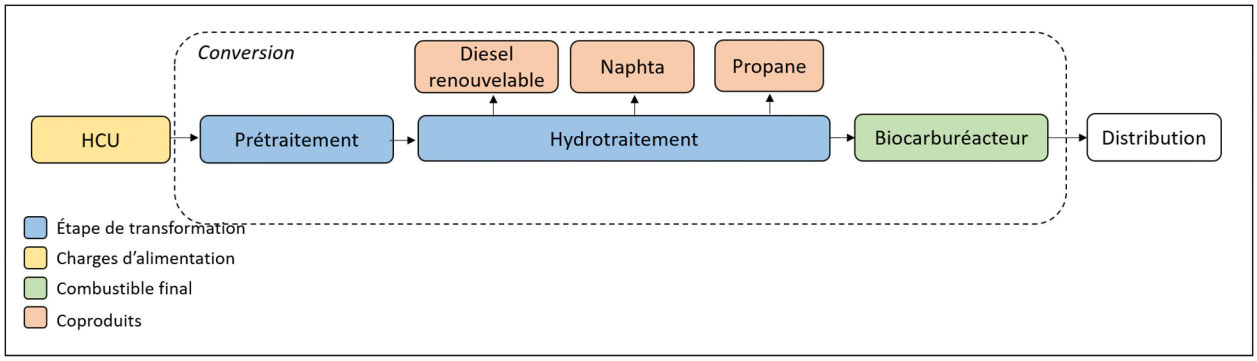



*Figure 22 : Principales étapes de traitement dans la production de biocarburéacteur hydrotransformé à partir d'HCU. Le propane, le naphta et le diesel renouvelable sont des coproduits de l'étape d'hydrotransformation.*

### *Portée géographique des procédés de conversion de biocarburéacteur*

Les procédés de conversion du biocarburéacteur ont été modélisés à la lumière d'une étude américaine et canadienne. Les données ont été compilées afin de modéliser des moyennes nationales uniques pour le biocarburéacteur provenant du canola et le biocarburéacteur provenant de l'HCU. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

### *Allocation pour les procédés de production de biocarburéacteur*

La méthode d'allocation prédéfinie est basée sur le contenu énergétique. L'allocation des charges au diesel, au naphta et au propane renouvelable dans l'étape d'hydrotransformation est effectuée en fonction du contenu énergétique des produits. L'allocation est effectuée entre le naphta et le propane dans le biocarburéacteur de la filière canola et entre le diesel renouvelable, le naphta et le propane dans le biocarburéacteur de la filière des HCU.

### *Sources de données pour les procédés de conversion du biocarburéacteur*

Les données relatives à la conversion des HCU en biocarburéacteur ont été obtenues auprès de Chu, P. L. (2014). Les intrants et les rendements du procédé de production de biocarburéacteur à partir d'HCU de Chu, P. L. (2014) ont été déterminés par la modélisation du procédé dans Aspen Plus. Les données relatives à la conversion du canola en biocarburéacteur ont été obtenues auprès de Han, J., Elgowainy, A., Cai, H. et Wang, M. Q. (2013). Les données relatives à la conversion de l'huile de soja en biocarburéacteur ont été utilisées comme indicateur de la conversion de l'huile de canola en biocarburéacteur. Le **Tableau 26** répertorie les principales sources de données utilisées dans la modélisation des procédés de conversion du biocarburéacteur.

*Tableau 26 : Liste des sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion du biocarburéacteur à partir d'HCU et de canola.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Prétraitement et hydrotraitement des HCU | Chu, P. L. (2014). Environmental and Financial Performance of Aviation Biofuels. Consulté à l'Université de Toronto : https://tspace.library.utoronto.ca/handle/1807/82631 |
| Les étapes de l'hydrotraitement du canola | Han, J., Elgowainy, A., Cai, H. et Wang, M. Q. (2013a). Life cycle analysis of bio-based aviation fuels. Bioresource Technology 150, 447-456. |

### 3.3.8 Hydrogène

Le modèle ACV des combustibles comprend la production d'hydrogène à partir de trois procédés chimiques différents, chacun nécessitant des charges d'alimentation différentes. Les filières incluses sont présentées au **Tableau 27**. Les sections suivantes présentent un aperçu du procédé de conversion par type de conversion. Chacune des trois filières de production de l'hydrogène dans le modèle ACV des combustibles est basée sur des systèmes modélisés par le programme du National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis à l'aide de rapports de fond et du logiciel de modélisation Aspen. Toutes les données d'inventaire se trouvent dans le rapport NREL 2013[12]. Le modèle ACV des combustibles comprend également des éléments de base pour la liquéfaction de l'hydrogène qui fait partie de l'étape de distribution des combustibles. Le procédé de liquéfaction de l'hydrogène a également été modélisé sur la base du rapport NREL 2013.

*Tableau 27 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le modèle ACV des combustibles pour la production d'hydrogène. *Le GNR comprend le gaz naturel produit à partir de sources biogéniques telles que le gaz d'enfouissement.*

| Charges d'alimentation | Procédé de conversion |
|---|---|
| Gaz naturel fossile | Reformage du méthane à la vapeur (RMV) |
| Gaz naturel renouvelable (GNR) | Reformage du méthane à la vapeur (RMV) |
| Eau | Électrolyse |
| Gaz de synthèse (biomasse de bois, autres) | Gazéification et reformage du gaz de synthèse |

#### Aperçu du procédé de conversion de l'hydrogène à partir du RMV

Le modèle ACV des combustibles comprend la production d'hydrogène à partir du gaz naturel par reformage du méthane à la vapeur (RMV). Dans ce procédé, le méthane provenant du gaz naturel fossile ou du gaz naturel renouvelable (GNR) réagit avec la vapeur en présence d'un catalyseur pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone. Le monoxyde de carbone et la vapeur d'eau réagissent à l'aide d'un catalyseur pour produire du dioxyde de carbone et davantage d'hydrogène, puis une adsorption à pression variable est effectuée, au cours de laquelle le dioxyde de carbone et d'autres impuretés sont éliminés pour produire de l'hydrogène pur.

Le procédé commence par la production et le transport du GNR ou du gaz naturel vers l'usine de conversion par gazoduc. Il se termine par la production de 1 MJ d'hydrogène à la sortie de l'usine de conversion et comprend également les émissions du procédé ($CO_2$, $CH_4$ et $N_2O$). Le modèle ACV des combustibles suppose que les deux procédés de conversion nécessitent les mêmes quantités de gaz naturel et d'énergie. Toutefois, les émissions de $CO_2$ générées lors du procédé de conversion sont nulles dans le cas où le GNR est utilisé comme charge d'alimentation, car ces émissions sont biogéniques. Les fuites d'hydrogène pendant la production sont censées être négligeables et sont donc exclues du modèle.

[12]Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M. et 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.*Consulté sur https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf

La **Figure 23** présente les principales étapes de la transformation du gaz naturel en hydrogène. L'extraction du gaz naturel et la production de GNR sont présentées respectivement au **chapitre 4** et au **chapitre 3.3.5**. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'hydrogène comme combustible.

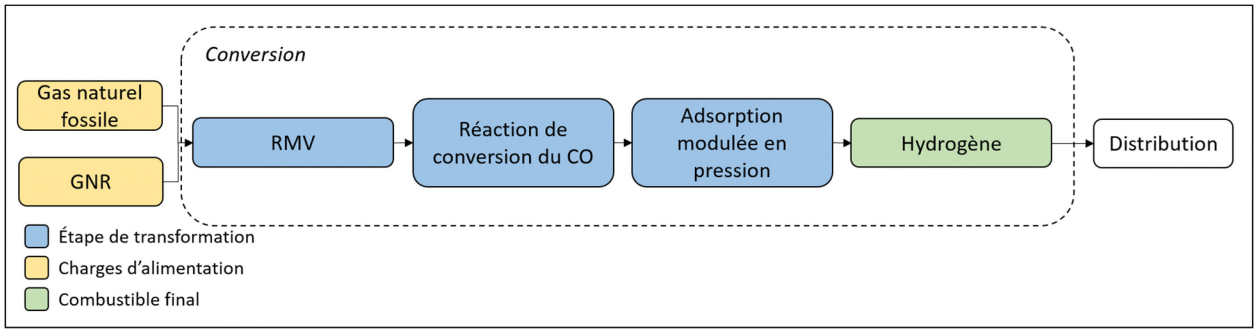



*Figure 23 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène à partir du RMV.*

### *Portée géographique de la conversion de l'hydrogène à partir du RMV*

Le procédé de conversion du RMV a été modélisé d'après des données américaines provenant du National Renewable Energy Technology (NREL). Les données du NREL ont été compilées pour modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion de l'hydrogène à partir du RMV. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques. Les utilisateurs pourront également sélectionner le débit de GNR approprié en fonction du type de technologie de production de GNR (p. ex. : GNR provenant de gaz de décharge, GNR provenant de la digestion anaérobie des effluents d'élevage, etc.)

### *Allocation pour la conversion de l'hydrogène à partir du RMV*

Aucune allocation n'a été effectuée pour l'hydrogène produit à partir du RMV.

### *Sources de données pour la conversion de l'hydrogène à partir du RMV*

La conversion du gaz naturel fossile et du gaz naturel renouvelable en hydrogène par RMV a été modélisée à l'aide de données compilées par le NREL aux États-Unis pour une installation de RMV centralisée utilisant du gaz naturel livré par gazoduc. Comme il y a peu d'installations opérationnelles à grande échelle qui produisent de l'hydrogène, les données du NREL reposent sur des scénarios de production projetés pour les technologies existantes à différentes échelles. Le **Tableau 28** répertorie les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène du gaz naturel.

*Tableau 28 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel.*

| Type de données | Sources |
|---|---|

| | |
|---|---|
| Conversion du gaz naturel | Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M. et 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.*Consulté sur https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf |

### Aperçu du procédé de conversion pour l'hydrogène produit par électrolyse

La production d'hydrogène à partir de l'eau se fait par un procédé appelé hydrolyse. Dans le modèle ACV des combustibles, l'hydrolyse a été modélisée en utilisant une usine d'électrolyse centralisée qui utilise un procédé alcalin alimenté par l'électricité du réseau avec de l'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte. L'eau de traitement est déminéralisée et adoucie avant d'être passée dans un électrolyseur. L'électrolyseur produit de l'hydrogène et de l'oxygène qui sont recueillis et introduits dans un système de séparation gaz/soude (KOH). L'hydrogène gazeux saturé provenant du séparateur hydrogène/soude est acheminé vers un sous-système de lavage de gaz qui purifie l'hydrogène.

Le modèle n'a pris en compte que l'apport électrique du procédé d'électrolyse pour produire 1 MJ d'hydrogène à l'usine de conversion. Les émissions de procédés ($CO_2$, $CH_4$ et $N_2O$) ne sont pas incluses. Les autres matières entrant dans le procédé d'électrolyse (p. ex., l'électrolyte, le transport de l'eau vers l'usine d'électrolyse, etc.) ont été exclues, car on a supposé qu'elles contribuaient de manière négligeable à l'intensité en carbone du procédé de production d'hydrogène. Les fuites d'hydrogène pendant la production sont censées être négligeables et sont donc exclues du modèle.

La **Figure 24** présente les principales étapes de la conversion de l'eau en hydrogène. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'hydrogène.

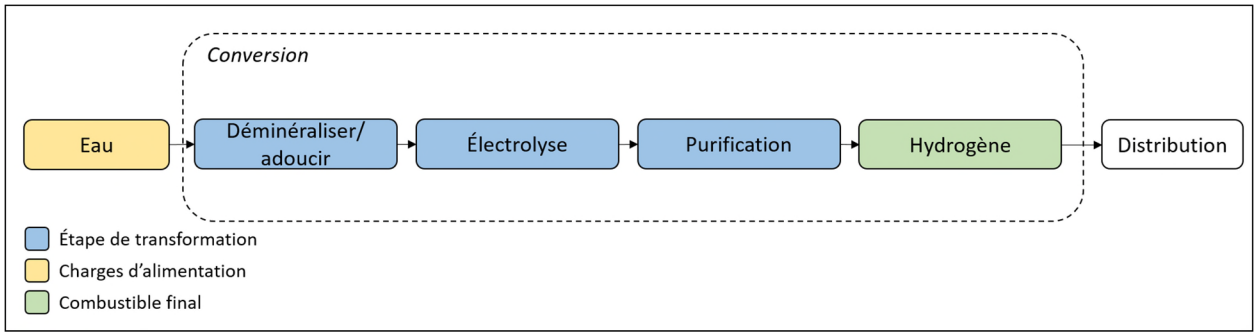



*Figure 24 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène par électrolyse.*

### *Portée géographique de la conversion de l'hydrogène par électrolyse*

L'apport en électricité dans le procédé d'électrolyse s'appuie sur des données américaines provenant du National Renewable Energy Technology (NREL). Les données du NREL ont été compilées pour modéliser une approche unique de moyenne nationale pour la conversion de l'hydrogène par électrolyse. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter la filière pour une région donnée en choisissant la combinaison de réseaux électriques provinciaux appropriée.

### *Allocation pour la conversion de l'hydrogène par électrolyse*

Aucune allocation n'a été effectuée pour l'hydrogène produit par électrolyse.

### *Sources de données pour la conversion de l'hydrogène par électrolyse*

La conversion de l'eau en hydrogène par hydrolyse a été modélisée à l'aide de données compilées par le NREL aux États-Unis pour une installation d'électrolyse centralisée alimentée par l'électricité du réseau. Comme il y a peu d'installations opérationnelles à grande échelle qui produisent de l'hydrogène, les données du NREL reposent sur des scénarios de production projetés pour les technologies existantes à différentes échelles. Le **Tableau 29** énonce les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel.

*Tableau 29 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Conversion du gaz naturel | Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M. et 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.*Consulté sur https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf |

## Aperçu du procédé de conversion de l'hydrogène issu de la gazéification/du reformage du gaz de synthèse

Le modèle ACV des combustibles comprend également la production d'hydrogène à partir de la biomasse des fibres de bois. Dans ce procédé, les fibres de bois sont d'abord séchées puis envoyées dans une unité de gazéification. Le gaz nouvellement formé est ensuite envoyé vers des réactions de reformage et de transfert eau-gaz similaires à celles des procédés de RMV. Enfin, l'hydrogène est isolé par adsorption modulée en pression.

Le procédé comprend l'énergie et les fibres de bois du procédé de gazéification, ainsi que les émissions non biogéniques du procédé ($CH_4$ et $N_2O$) et se termine par la production de 1 MJ de PCS d'hydrogène à l'usine de conversion. Le modèle repose sur l'hypothèse que les valeurs d'entrée et de sortie du procédé de gazéification sont identiques pour les trois types de charges d'alimentation (c.-à-d. les résidus de coupe de la sylviculture, la sciure et les copeaux de bois). En outre, le modèle repose sur l'hypothèse que tout le charbon produit pendant le procédé de conversion est brûlé à des fins de chauffage. En tant que telle, aucune méthode d'allocation n'est appliquée puisque l'hydrogène est le seul produit du procédé de conversion. Les fuites d'hydrogène pendant la production sont censées être négligeables et sont donc exclues du modèle.

La **Figure 25** présente les principales étapes de la transformation des fibres de bois en hydrogène. L'extraction et la modélisation des charges d'alimentation des fibres de bois sont disponibles au **chapitre 3.1.2**. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'hydrogène comme combustible.

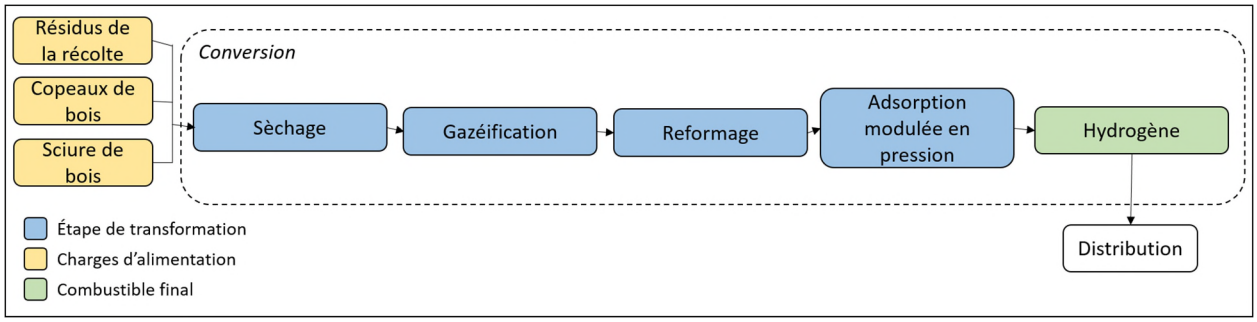



*Figure 25 : Principales étapes de traitement impliquées dans la production d'hydrogène à partir de la gazéification/reformage du gaz de synthèse.*

### *Portée géographique de la conversion de l'hydrogène issu de la gazéification/du reformage du gaz de synthèse*

Le procédé de conversion a été modélisé en fonction de données américaines provenant du National Renewable Energy Technology (NREL). Les données du NREL ont été compilées pour modéliser une approche nationale moyenne unique pour la conversion de l'hydrogène à partir de la gazéification de la biomasse. Cela suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Toutefois, les utilisateurs du modèle pourront adapter le modèle de procédés pour une certaine région en sélectionnant des éléments de base spécifiques à la province pour les charges d'alimentation et les intrants énergétiques.

### *Allocation pour la conversion de l'hydrogène issu de la gazéification/du reformage du gaz de synthèse*

Aucune allocation n'a été effectuée pour l'hydrogène produit par gazéification/reformage du gaz de synthèse.

### *Sources de données pour la conversion de l'hydrogène issu de la gazéification/du reformage du gaz de synthèse*

La conversion des fibres de bois en hydrogène par gazéification/reformage du gaz de synthèse a été modélisée à l'aide de données compilées par le NREL aux États-Unis pour une installation centralisée de gazéification et de reformage de la biomasse ligneuse. Le **Tableau 30** énumère les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel.

*Tableau 30 : Liste des principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Conversion du gaz naturel | Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M. et 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.*Consulté sur https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf |

## 3.4 Distribution des combustibles

La distribution des combustibles est l'étape du cycle de vie qui fait le lien entre la conversion du combustible et son utilisation finale par le consommateur. Dans le modèle ACV des combustibles, cela comprend le transport des CFIC depuis l'installation de production jusqu'aux installations de distribution et, ensuite, jusqu'au consommateur. Tout comme l'étape transport du cycle de vie, les paramètres liés à la distribution (p. ex., le rendement énergétique et le combustible utilisé pendant le transport) font partie des procédés d'arrière-plan du modèle ACV des combustibles. De plus amples informations sur les procédés d'arrière-plan sont présentées au **chapitre 4.2**.

### 3.4.1 Limites du système de distribution

Les limites du système de distribution comprennent le transport des biocarburants de l'installation de production jusqu'aux installations de distribution, et ensuite jusqu'au consommateur. Comme pour le transport, la distribution exclut les éléments suivants :

- Les transports qui ont lieu à l'extérieur du Canada;
- Le transport sur le site (dans les limites de l'installation);
- Le transport de toutes les matières autres que les charges d'alimentation et les biocarburants (c.-à-d. que le transport des consomptibles, des déchets et des coproduits est exclu).

### 3.4.2 Approche de modélisation pour la distribution

La distance que chaque CFIC doit parcourir pour atteindre les utilisateurs finaux dépend de l'emplacement des installations de production, des propriétés et des applications du biocarburant et de la distribution des utilisateurs finaux. Comme le nombre d'installations et de technologies de production devrait augmenter, des hypothèses sont nécessaires pour modéliser la distance moyenne par défaut parcourue par les biocarburants.

La distance que chaque CFIC doit parcourir pour atteindre les utilisateurs finaux a été modélisée en fonction de la capacité de raffinage des combustibles fossiles conventionnels au Canada. Cette approche est raisonnable compte tenu de la similitude des marchés des combustibles fossiles et à faible intensité en carbone pour les transports et du mélange de combustibles fossiles et à faible intensité en carbone qui se produit après le raffinage. Les mesures suivantes ont été prises pour estimer la distance moyenne entre les installations de production, les centres de distribution et les centres de population à travers le Canada :

1. Approximation de l'emplacement des installations de production de biocarburants sur la base de l'emplacement des capacités de raffinage existantes au Canada;
2. Calcul de la distance entre les installations de production et les centres de population locaux;
3. Calcul de la distance moyenne par rapport aux populations rurales de la province d'accueil;
4. Calcul de la moyenne pondérée de la population par rapport à l'utilisateur final;
5. Estimation de la distance moyenne au marché en calculant la moyenne pondérée de la production des installations de production au Canada.

Alors que la production de bioéthanol et de biodiesel dessert principalement les marchés locaux par camion, le transport par train a été intégré au modèle pour offrir une option de transport sur de plus longues distances vers les installations de distribution locales. La distance par défaut pour le transport

par train a été modélisée sur la base de la distance moyenne pondérée entre les centres de production en Saskatchewan et en Ontario et les centres de population pour chaque province et territoire.

Le calcul de la distance moyenne pour la biomasse a été modélisé sur la base des installations de production existantes au Canada. Contrairement aux biocarburants pour le transport, le marché de la biomasse tend à être adjacent ou proche des installations de production et est souvent associé au secteur forestier lui-même.

La production de gaz naturel renouvelable à partir des déchets municipaux et des boues des stations d'épuration se fait à proximité des centres de population. En conséquence, on a supposé que la livraison du gaz par les systèmes de distribution par gazoduc existants était locale.

Le transport de l'hydrogène nécessite des installations de compression, de stockage et de distribution. On a supposé que le stockage se faisait dans des formations géologiques adjacentes à l'installation de production. Un compresseur est utilisé pour extraire l'hydrogène et atteindre la pression du pipeline. Le transport par camion peut impliquer un camion-citerne transportant de l'hydrogène gazeux comprimé ou de l'hydrogène liquéfié dans des citernes réfrigérées.

### 3.4.3 Distances par défaut pour la distribution

Sur la base de l'approche de modélisation expliquée dans la section précédente, les distances et les modes de transport par défaut pour la distribution ont été déterminés. Le **Tableau 31** répertorie les valeurs moyennes par défaut en fonction du type de CFIC produit.

*Tableau 31 : Moyenne canadienne et distances de transport par défaut pour les biocarburants.*

| Type de CFIC | Distance moyenne | Mode principal | Hypothèses retenues pour la modélisation |
|---|---|---|---|
| Hydrogène | 290 km | Camion | Sur la base des distances moyennes pondérées pour livrer les produits pétroliers raffinés sur les marchés |
| GNR | 50 km | Gazoduc | Sur la base de la coïncidence ou de la proximité de la densité de population et des charges d'alimentation (p. ex., les déchets solides municipaux) |
| Biomasse (non transformée, granulés) | 100 km | Camion | En fonction de la proximité des installations de production forestière par rapport aux sources forestières (p. ex., les scieries, etc.) |
| biocarburant liquide (des installations de distribution locales à l'utilisateur) | 290 km | Camion | Sur la base des distances moyennes pondérées pour livrer les produits pétroliers raffinés sur les marchés |
| Biocarburant liquide (de l'usine de production aux installations de distribution locales) | 600 km | Train | Sur la base de la distance moyenne pondérée entre les centres de production de la Saskatchewan et de l'Ontario et les centres de population de chaque province et territoire. |

Comme pour le transport, les utilisateurs du modèle ACV des combustibles peuvent définir leurs modes de distribution et leurs distances réelles à la place des trajectoires prédéfinies.

## 3.5 Combustion du carburant

La combustion représente l'étape finale du cycle de vie dans le modèle ACV des combustibles. À cette étape, chaque CFIC est arrivé à l'utilisateur final et est brûlé. La section suivante décrit l'approche utilisée dans le modèle ACV des combustibles pour modéliser le procédé de combustion.

### 3.5.1 Approche de modélisation de la combustion

#### Carbone biogénique

Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, telle qu'elle est présentée dans le rapport d'inventaire national du Canada (2018), les émissions de carbone biogénique provenant de la combustion ne sont pas incluses dans les calculs de l'intensité en carbone du modèle ACV des combustibles, car on suppose qu'elles sont séquestrées à la prochaine saison de croissance.

#### Approche de modélisation de la combustion, par type de combustible

Le **Tableau 32** énumère la principale approche de modélisation adoptée pour la combustion de chaque CFIC dans le modèle ACV des combustibles, et inclut les principales sources de données. Comme la combustion de l'hydrogène ne libère pas de GES, il n'y a pas de modélisation de la combustion nécessaire basée sur le champ d'application du modèle ACV des combustibles. Dans la plupart des cas, la combustion peut produire du méthane et de l'oxyde nitreux. Dans ces cas, les facteurs d'émission ont été obtenus à partir du RIN.

*Tableau 32 : Approche de modélisation et principales sources de données pour la combustion des CFIC inclus dans le modèle ACV des combustibles.*

| Combustible | Approche de modélisation | Sources des données |
|---|---|---|
| Bioéthanol | Utilisé en très grande majorité dans le secteur des transports, soit pur (non mélangé), soit mélangé avec leurs analogues fossiles;<br>Modélisation stœchiométrique et harmonisation avec le rapport RIN canadien. | Gouvernement du Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Consulté sur https://unfccc.int/document/65715 |
| Biodiesel | Utilisé en très grande majorité dans le secteur des transports, soit pur (non mélangé), soit mélangé avec leurs analogues fossiles;<br>Modélisation stœchiométrique et harmonisation avec le rapport RIN canadien. | Gouvernement du Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Consulté sur https://unfccc.int/document/65715 |
| CFIC solide | Modélisé pour deux applications générales, notamment la combustion industrielle de copeaux de bois et de granulés de canne de maïs dans les fours, ainsi que la combustion de granulés de bois dans les poêles à granulés résidentiels. | Gouvernement du Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Consulté sur https://unfccc.int/document/65715 |
| Huile de pyrolyse | Modélisé pour la combustion dans un four industriel. Les facteurs d'émission pour cette combustion ont été tirés de sources bibliographiques. | **Facteurs d'émission** : Ayer, N. W. et Dias, G. M. (2018). Supplying renewable energy for Canadian cement production: Life cycle assessment of bioenergy from forest harvest residues using mobile fast pyrolysis. *Journal of Cleaner Production* 175, 237-250. |
| GNR | Les estimations des émissions de méthane et d'oxyde nitreux associées à la combustion de GNR ont été obtenues à partir d'un résumé des facteurs d'émission pour la réglementation de la Colombie-Britannique sur les combustibles renouvelables. | British Columbia Ministry of Environment and Climate Change Strategy. (2017, décembre). *2017 B.C. Best Practices Methodology for Quantifying Greenhouse Gas Emissions: Including Guidance for Public Sector Organizations, Local Governments, and Community Emissions*. Consulté au gouvernement de la Colombie-Britannique https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/cng/methodology/2017-pso-methodology.pdf |
| Biocarburéacteur | Modélisé à partir du rapport NIR canadien. | Gouvernement du Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*. Consulté sur https://unfccc.int/document/65715 |

# Chapitre 4: Combustibles à faible intensité en carbone : processus unitaires d'arrière-plan

Les processus unitaires d'arrière-plan sont des unités de soutien pour les processus unitaires d'avant-plan dans le modèle ACV des combustibles. Comme il s'agit de processus de soutien, ils ont leur propre ensemble de sources de données et de normes. Il existe quatre grandes catégories de processus unitaires d'arrière-plan dans le modèle ACV des combustibles : les combustibles fossiles, le transport et le stockage, l'électricité et les produits chimiques et autres intrants. La section suivante décrit l'approche adoptée pour chaque catégorie de processus unitaires d'arrière-plan dans le modèle ACV des combustibles.

## 4.1 Combustibles fossiles

### 4.1.1 Aperçu de la modélisation des combustibles fossiles

Comme la production de la plupart des CFIC dépend de l'apport de combustibles fossiles dans une certaine mesure, de multiples filières de combustibles fossiles sont incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les valeurs par défaut de l'IC de ces filières de combustibles fossiles sont incluses dans le projet de règlement et sont disponibles dans la partie II. Ainsi, les filières d'accès aux combustibles fossiles ont été développées avec les mêmes exigences en matière de données et les mêmes niveaux de rigueur que les processus unitaires d'avant-plan. Les filières des combustibles fossiles sont également incluses dans le modèle ACV des combustibles en tant que processus unitaires d'arrière-plan.

Les filières des combustibles fossiles sont présentées dans les **chapitres 4, 4.2** et**4.3**. Une revue critique de l'ISO sur les filières des combustibles fossiles s'est achevée à l'été 2020 et a abouti à un verdict positif. De plus amples renseignements sur la revue critique de l'ISO indiquée ci-dessus peuvent être obtenus sur demande.

### 4.1.2 Portée de la modélisation des combustibles fossiles

La modélisation des filières des combustibles fossiles comprend les mêmes étapes du cycle de vie que celles utilisées pour la modélisation des CFIC : extraction des charges d'alimentation, transport des charges d'alimentation (transmission), conversion des combustibles (transformation, raffinage), distribution des combustibles (transmission, distribution) et combustion de carburant (voir la **Figure 3**). Bien que les étapes du cycle de vie soient les mêmes, l'objectif de la modélisation des combustibles fossiles est de créer une valeur de base nationale qui sera utilisée dans le projet de règlement et servira de données d'arrière-plan pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone. Les principales étapes de traitement, les limites du système et les produits finaux inclus dans chaque étape du cycle de vie pour les combustibles fossiles gazeux, liquides et solides dans le modèle ACV des combustibles sont présentés à la **Figure 26**.

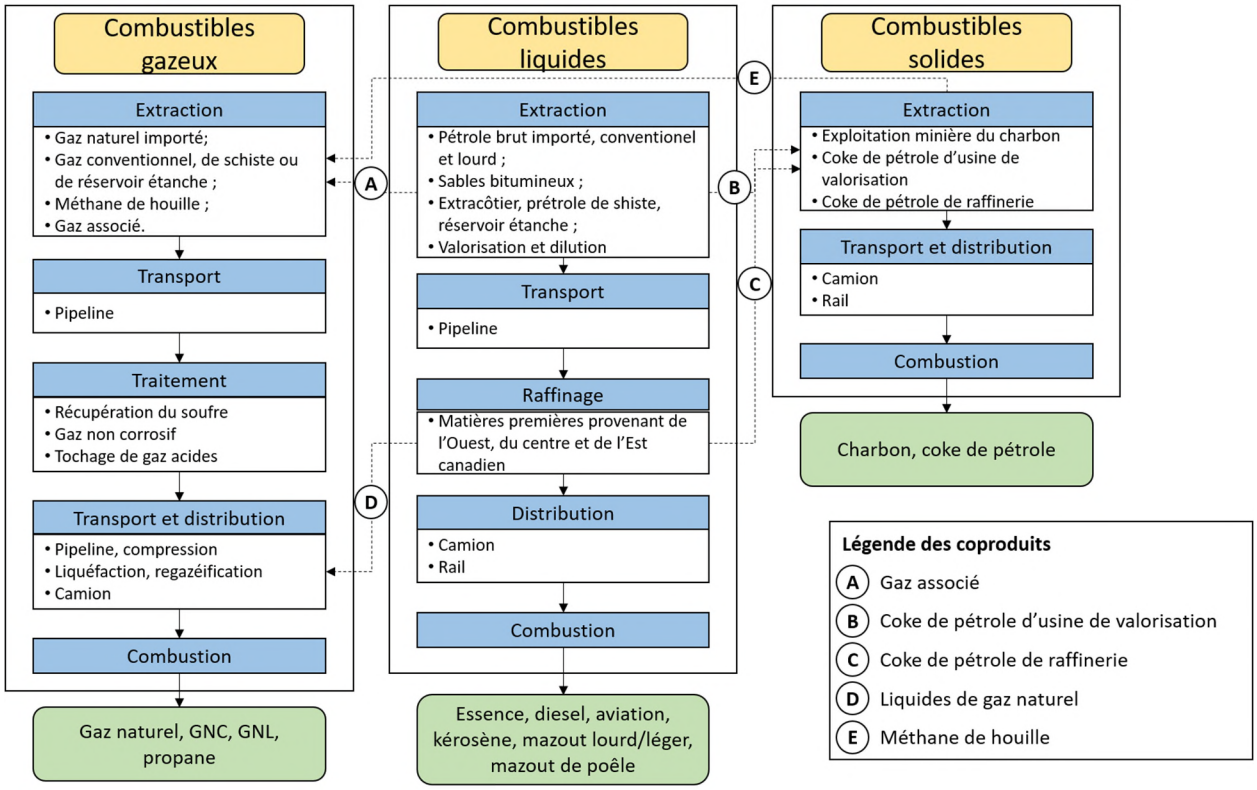



*Figure 26. Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux, liquides et solides sont incluses dans le modèle ACV des combustibles. Le transport représente l'étape du cycle de vie du transport, et le traitement et le raffinage représentent l'étape du cycle de vie de la conversion. Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières gazeuses, liquides et solides. Notez que les voies de procédés spéciaux et les autres coproduits ne sont pas représentés ci-dessus.*

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

- La construction et le déclassement de mines, de sites de forage, d'installations de production (p. ex., raffineries et usines de valorisation);
- La fabrication d'infrastructures de transport de combustibles (c.-à-d. pipelines, camions, navires, routes) et d'infrastructures de combustion de carburants (c.-à-d. véhicules, 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.

Les valeurs d'intensité en carbone sont exprimées en grammes d'équivalents $CO_2$ sur la base d'un MJ de contenu énergétique basé sur le PCS de chaque combustible. Les IC pour tous les combustibles ont été calculées du puits jusqu'au réservoir (ou au consommateur), et du puits jusqu'à la roue (ou la combustion).

Compte tenu de l'interconnectivité des différentes valeurs de la chaîne des combustibles fossiles, des méthodes d'allocation 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). Des méthodes d'allocation fondées sur la masse ont été utilisées dans certains cas où les données sur l'énergie n'étaient pas disponibles.

### 4.1.3 Approche de modélisation pour les combustibles fossiles

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, on a utilisé des données spécifiques au Canada qui reflètent les opérations de production de combustibles fossiles en 2016. La section suivante résume l'approche de modélisation adoptée pour les combustibles fossiles liquides, gazeux 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 DGMV), production extracôtière et importations de pays étrangers. Chacune de ces sources de charges d'alimentation a été prise en compte pour déterminer l'IC des combustibles fossiles dans le modèle ACV des combustibles. Bien que l'extraction du pétrole brut se fasse dans de nombreuses provinces du Canada, 95 % de la production nationale se fait principalement en Alberta et en Saskatchewan. Le modèle ACV des combustibles a également pris en compte les importations de pétrole brut des États-Unis et d'autres sources internationales, qui représentent 33 % de la consommation intérieure.

Les bruts extraits sont transportés par pipeline vers des raffineries réparties dans le centre 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 de l'IC ont été agrégés en fonction de l'emplacement des sources de produits bruts (p. ex., l'Est et l'Ouest du Canada, et les importations) et des types de raffineries. En ce sens, chaque produit des raffineries (p. ex., le combustible aviation, le diesel, l'essence, le kérosène, etc.) a été modélisé pour l'est et l'ouest/centre du Canada; les trajectoires canadiennes ont été dérivées sur la base de la moyenne pondérée de la production de ces deux trajectoires.

##### *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 extracôtière. La modélisation a été réalisée à l'aide de l'OPGEE (*Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator*), 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 (AER), de l'Office national de l'énergie (ONE) et de Statistique Canada. Les intensités en carbone des importations de pétrole brut en provenance d'autres pays ont été basées sur les données de l'ONE et de l'indice climatique du pétrole.[13] Une IC moyenne a été calculée pour les bruts importés sur la base des parts d'importation (%) entre les différents pays. Les émissions de ventilation et de torchage de l'extraction du pétrole ont été modélisées en utilisant les données réelles déclarées au niveau des installations, lorsqu'elles étaient disponibles. Les émissions ont été allouées à d'autres combustibles produits lors de

[13]OCI, 2018. Indice climatique du pétrole, https://oci.carnegieendowment.org/. Accès : 1er décembre 2018.

l'extraction du pétrole, y compris les LGN (gaz associé) et le coke de pétrole issu de la valorisation, en utilisant une méthode d'allocation basée sur l'énergie 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 sur la base des données de Woods Mackenzie pour 2016 ainsi que du *modèle* PRELIM (*Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model*). Les produits de la raffinerie de Wood Mackenzie ont été assortis à l'ardoise 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 (p. 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.

#### *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 données canadiennes et de littérature publiée. Le transport des bruts importés a été modélisé à l'aide de l'outil d'inventaire national des émissions marines du Canada. Des renseignements supplémentaires sont disponibles à l'**Annexe B** Travaux contractuels antérieurs pour le modèle ACV des combustibles qui comprend les travaux contractuels antérieurs pour le modèle d'ACV des combustibles.

### Combustibles gazeux

Les IC pour les combustibles gazeux ont été calculés d'après une moyenne pondérée de la production de gaz naturel provenant de l'Alberta (50,7 %), de la Colombie-Britannique (21,7 %) et du gaz naturel importé des États-Unis (28 %). Le calcul des valeurs d'IC par défaut pour les combustibles gazeux a été basé sur l'approche utilisée dans l'étude du National Energy Technology Laboratory (NETL) 2016 sur la production de gaz naturel aux États-Unis.[14] Les compositions chimiques du gaz naturel pour l'Alberta et la Colombie-Britannique ont été prises en compte sur la base des données fournies par Greenpath Energy (2019)[15] pour modéliser le type et l'étendue du traitement et de la purification nécessaires pour convertir le gaz brut aux spécifications du gazoduc. Les compositions du gaz naturel ont également été utilisées pour calculer les émissions de ventilation, de torchage et les émissions fugitives lors des étapes d'extraction et de transformation.

L'intensité en carbone du gaz naturel importé des États-Unis a été fondée sur la moyenne nationale de l'intensité carbone du gaz naturel du rapport NETL 2016[14]

#### *Extraction de combustibles gazeux*

Des procédés d'extraction du gaz naturel ont été définis pour chaque type de ressource gazière en cours de développement. L'ICV pour l'étape d'extraction comprend les émissions évacuées, brûlées à la

---

[14]Skone, T. J., et co-auteurs, 2016 : Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation. http://www.osti.gov/servlets/purl/1480993/

[15]Greenpath Energy. 2019. Données sur le gaz naturel canadien — Collecte pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Février 2019

torchère et fugitives associées aux différentes opérations (c.-à-d. les complétions et les reconditionnements de puits, le déchargement des liquides) et aux différents équipements (p. ex., les réservoirs d'eau, le flux de ventilation des tubages de surface, les dispositifs pneumatiques). Comme mentionné précédemment, le forage de puits ainsi que la fabrication et l'installation d'infrastructures ont été exclus des limites du système étant donné leur contribution négligeable aux impacts globaux.

#### *Transformation des combustibles gazeux*

Le procédé de production de gaz naturel prêt au transport varie en fonction de la forme de gaz naturel qui est extraite et de sa composition. L'ICV pour la transformation du gaz comprend la consommation d'électricité, les émissions de combustion dans les installations de transformation, ainsi que les émissions de ventilation, de torchage et les émissions fugitives. L'inventaire pour l'Alberta et la Colombie-Britannique s'est appuyé sur les données de l'Alberta pour 2011 provenant d'un inventaire détaillé des émissions de GES des opérations pétrolières et gazières en amont[16] Une méthode d'allocation basée sur le contenu énergétique a été utilisée pour attribuer les émissions de GES aux coproduits comme les LGN (par exemple le propane, le butane, etc.) qui sont également produits dans les usines de traitement du gaz.

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, les cycles de vie du GNC et du GNL sont les mêmes que ceux du gaz naturel de spécification des gazoducs.

#### *Transport et distribution de combustibles gazeux*

L'étape de compression associée à la production de GNC a été modélisée à l'aide de données provenant de GREET et du California Air Resources Board. Les émissions de GES liées au procédé de liquéfaction ont été modélisées à l'aide d'une étude canadienne sur le GNL[17]

La modélisation du transport par gazoduc est décrite plus en détail au **chapitre 4.2.3**.

### Combustibles solides

L'IC du coke de pétrole a été modélisée sur la base des résultats de l'OPGEE et du 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'intensité en carbone de l'étape d'extraction, qui était supposée 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[18] La portée de l'analyse pour le charbon a été limitée au charbon thermique, y compris le charbon bitumineux, subbitumineux et le lignite. La valeur de l'IC pour

---

[16]Clearstone Engineering Ltd, 2014 : Volume 1: Overview of the GHG Emissions Inventory

[17]Sapkota, K., A. O. Oni et 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.

[18] 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.

le charbon importé des États-Unis a été obtenue à partir de l'outil GREET par Argonne National Laboratories.

#### Facteurs d'émission de la combustion

Les facteurs d'émission liés à la combustion étaient basés sur le RIN des émissions de GES du Canada. 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 sur la base de la moyenne pondérée de la production de chacun de ces combustibles. Bien que l'énergie utile générée par la combustion du combustible varie en fonction de l'efficacité du dispositif de combustion, la modélisation des valeurs d'intensité en carbone pour des types de combustion et des dispositifs spécifiques (p. ex., le chauffage, le transport et l'électricité) dépassait la portée de ce projet. Ainsi, un seul facteur d'émission de combustion par combustible basé sur le PCS a été appliqué pour calculer l'intensité carbone.

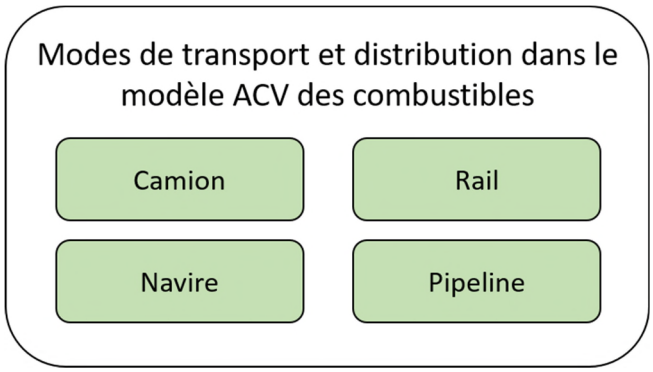
#### Combustibles fossiles consommés à l'extérieur du Canada

Dans les cas où des combustibles fossiles sont produits et consommés à l'extérieur du Canada, les utilisateurs du modèle ACV des combustibles devront utiliser les valeurs d'IC par défaut des combustibles fossiles élaborées pour le contexte canadien.

## 4.2 Transport et stockage

### 4.2.1 Aperçu de la modélisation du transport et du stockage

Les processus unitaires liés au transport et au stockage ont été développés précédemment pour les combustibles fossiles, et ont été largement utilisés dans les filières des CFIC. Quatre modes de transport et de distribution sont inclus dans le modèle ACV des combustibles :




Le **Tableau 33** indique les combustibles correspondants utilisés pour chaque mode de transport.

*Tableau 33 : Processus unitaires de transport dans le modèle ACV des combustibles.*

| Mode de transport | Combustible utilisé |
|---|---|
| Camion | Diesel |
| Train | Diesel |
| Pétrolier | Diesel |
| Pipelines (liquides) | Électricité |
| Gazoduc | Gaz naturel et électricité |
| Stockage géologique | S.O. |
| Stockage du gaz naturel léger | S.O. |

### 4.2.2 Portée de la modélisation du transport et du stockage

Comme la consommation de combustibles fossiles de chaque mode de transport est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue, les IC pour les transports sont exprimés en grammes d'équivalents $CO_2$ par tkm (c.-à-d. le transport d'une tonne métrique de combustible sur une distance d'un kilomètre). L'analyse du cycle de vie des procédés de transport a pris en compte la quantité de combustibles fossiles consommée par tkm de transport, ainsi que les émissions fugitives, de torchage et de ventilation liées aux gazoducs. Comme indiqué précédemment, la fabrication des infrastructures de transport de combustible (c.-à-d. les pipelines, les camions, les navires et les routes) a été exclue du modèle.

L'ICV des procédés de stockage comprend la quantité de gaz naturel consommée ainsi que les émissions fugitives, les émissions de ventilation et les émissions de torchage.

### 4.2.3 Approche de modélisation

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. Comme pour les filières des combustibles fossiles, les procédés de transport en arrière-plan ont été conçus avec les mêmes niveaux de qualité des données que les processus unitaires d'avant-plan. Chaque sous-section décrit l'approche de modélisation adoptée pour ce mode de transport, avec le **Tableau 34** listant les références utilisées.

#### Transport par train

La quantité de diesel consommée par tkm de transport ferroviaire a été calculée à partir des données de 2016 de Statistique Canada sur la masse de marchandises, la distance parcourue et la quantité annuelle de diesel consommée. Les valeurs de l'IC calculées sur la base de Statistique Canada étaient conformes à d'autres valeurs publiées (p. ex. GHGenius, GREET, etc.).

#### Camionnage

La quantité de diesel consommée par tkm de transport par camion a été calculée sur la base des données sur l'efficacité énergétique en 2016 du North American Council for Freight Efficiency (NACFE). Les distances moyennes de fret et de voyage des données de Statistique Canada pour les expéditions intérieures de 2016 ont également été utilisées.

#### Transport par pétrolier

La quantité de diesel consommée par tkm de transport par pétrolier a été calculée sur la base des données d'expédition brutes de 2016 de l'Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines (OAIEM) du Canada.

#### Transport par pipeline

L'IC pour le transport de liquides par pipeline a été calculé en fonction de la quantité d'électricité utilisée pour alimenter les pompes des pipelines, sur la base des données d'intensité énergétique de Choquette-Levy et coll. (2018). Le modèle a utilisé la même valeur de consommation d'énergie pour le transport du brut, du bitume et des diluants dans les pipelines, ce qui a donné le même IC. Pour le transport du gaz naturel par gazoduc, les données GREET de 2018 ont été utilisées comme approximation, en supposant que 98 % de l'énergie provient du gaz naturel et le reste de l'électricité. Le modèle pour le gazoduc comprenait également les émissions fugitives basées sur les données de 2018

compilées par les sociétés canadiennes de transport et de distribution de gaz naturel (ORTECH Environmental 2018).

#### Stockage

La quantité de gaz naturel consommée pour le stockage ainsi que les émissions liées au stockage sont basées sur les données de 2016 du Centro de Pensamiento Estratégico Internacional (CEPEI).

*Tableau 34 : Principales références utilisées dans la modélisation des processus unitaires d'arrière-plan du transport.*

| Mode de transport | Références |
|---|---|
| Train | Statistique Canada, 2016, « Tableau 23-10-0053-01 Consommation de combustible diesel dans l'industrie ferroviaire » disponible sur https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en/tv.action?pid=2310005301<br>Statistique Canada, 2017, « Tableau 23-10-0057-01 Sommaire des statistiques sur le transport de marchandises et de voyageurs de l'industrie ferroviaire », disponible sur https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310005701&request_locale=fr |
| Camion | NACFE, 2017, North American Council for Freight Efficiency, 2017 Annual Fleet Fuel Study, disponible sur https://nacfe.org/annual-fleet-fuel-studies/#<br>Statistique Canada, 2016, « Tableau 23-10-0219-01 Activités de l'industrie du camionnage » disponible sur https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021901&request_locale=fr |
| Pétrolier | Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines (OAIEM), https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/outil-affichage-inventaire-emissions-marines.html |
| Gazoduc | Choquette-Levy, N., M. Zhong, H. MacLean, J. Bergerson, 2018, COPTEM : A Model to Investigate the Factors Driving Crude Oil Pipeline Transportation Emissions. Environmental Science & Technology. 52, 337-345.<br>Argonne National Laboratories, 2018, GREET, Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation Model<br>ORTECH Environmental, 2018, Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Companies 2016 Greenhouse Gas Inventory. |
| Stockage | Centro de Pensamiento Estratégico Internacional (CEPEI), http://cepei.org/en/home-english/ |

## 4.3 Électricité

#### Portée de la modélisation de l'électricité

Comme pour les filières des combustibles fossiles expliquées au **chapitre 4**, les valeurs par défaut de l'IC de l'électricité sont incluses dans le projet de règlement et sont disponibles dans la partie II. Ces valeurs ont été modélisées en utilisant les émissions directes et indirectes d'électricité. Les émissions directes ont été modélisées à l'aide du RIN et les émissions indirectes à l'aide des *cadres conceptuels et analytiques pour l'évaluation environnementale de la production d'électricité au Canada*(CAFE3) élaboré

par Environnement et changement climatique Canada. Les filières électriques développées sont également intégrées dans le modèle ACV des combustibles en tant que processus unitaires d'arrière-plan.

Le champ d'application des intensités d'émission d'électricité dans le modèle ACV des combustibles comprend les étapes suivantes du cycle de vie en ce qui concerne la production d'électricité :

- **Approvisionnement en combustibles** : comprend l'extraction et le raffinage des combustibles utilisés pour produire l'électricité.
- **Infrastructure**: concerne la centrale électrique et les infrastructures qui sont associées (p. ex. barrage hydroélectrique, éolienne, panneau solaire, etc.).
- **Fonctionnement**: couvre la production de l'électricité et comprend tous les services et produits nécessaires pour le fonctionnement. Les systèmes de contrôle des émissions comme les systèmes de captage du carbone, les systèmes de contrôle de la pollution des émissions $NO_x$ et $SO_2$ sont également inclus.
- **Transport/distribution**: comprend l'infrastructure, les équipements, les produits et services requis pour le transport de l'électricité des sites de production aux consommateurs.
- **Gestion des approvisionnements et des déchets** : couvre toutes les étapes précédentes et couvre toutes les activités qui découlent :
  - de l'approvisionnement des ressources (eau, énergie, produits chimiques, matériaux), y compris l'extraction, le traitement et la transformation des ressources naturelles, et les différents moyens de transport au site d'utilisation des ressources (p. ex. préproduction, production, distribution, usage et gestion des sites en fin de vie).
  - de transport et de traitement/gestion des déchets générés à toutes les étapes du cycle de vie d'un produit en tenant compte de toutes les options de valorisation possibles.

Les émissions des filières d'électricité sont classées en émissions directes ou indirectes. Les émissions directes comprennent les émissions provenant de l'électricité issue de la combustion ainsi que les émissions provenant de l'utilisation de générateurs diesel comme source d'alimentation de secours pour les générateurs d'électricité nucléaires, hydrauliques, éoliens, solaires et marémoteurs. Les émissions se produisant hors site, comme c'est le cas pour la production et le traitement du combustible à l'uranium pour la production d'électricité nucléaire, sont exclues du champ d'application des intensités d'émission directe, mais sont incluses dans le champ d'application des intensités d'émission indirecte d'électricité.

Les émissions indirectes peuvent être définies comme des émissions qui ne sont pas générées directement pendant le procédé de production d'électricité, mais qui font partie du cycle de vie de la production et de la distribution d'électricité. Parmi les exemples de sources d'émissions indirectes, citons le transport d'électricité, l'utilisation d'hexafluorure de soufre pendant le transport, les herbicides, le traitement des eaux usées, la production de béton et d'acier utilisés dans les infrastructures, le chauffage des infrastructures, les huiles de graissage, les déchets radioactifs et l'exploitation des véhicules. Toutes les émissions liées à l'électricité importée sont également considérées comme indirectes.

L'ICV de chaque filière électrique a été établi sur la base d'une unité fonctionnelle de 1 MWh d'électricité produit et distribué au Canada en 2017.

### Approche de modélisation pour l'électricité

L'approche utilisée pour déterminer l'intensité des émissions d'électricité dans le modèle ACV des combustibles a consisté à se baser sur des données publiques pour les émissions directes qui ont été augmentées pour tenir compte des émissions indirectes. Les émissions directes provenant de la production d'électricité ont été modélisées sur la base du *Rapport d'inventaire national 1990-2016* : *Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada Partie 3*[19] pour les rapports d'étapes clés 2 et 3 présentés à l'annexe B et du *Rapport d'inventaire national 1990-2018*: *Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada Partie 3* pour le tableau présenté à la section 5.2. Les émissions indirectes ont été modélisées à l'aide des *cadres conceptuels et analytiques pour l'évaluation environnementale de la production d'électricité au Canada* (CAFE3) élaborés par Environnement et changement climatique Canada.

Comme les intensités de consommation du RIN ne présentent que l'intensité des émissions sous forme de grammes de $CO_2$e par kWh, les émissions de chaque gaz à effet de serre ont été rétrocalculées sur la base des intensités d'émission de $CO_2$, de $CH_4$ et de $N_2O$ de la production du RIN en utilisant l'horizon temporel de 100 ans du 4RE. Cela permet de calculer les émissions en utilisant les valeurs de l'horizon temporel de 100 ans du 5RE, ce qui est cohérent avec le reste du modèle ACV des combustibles. L'intensité des émissions de chaque GES a été calculée sur la base de la production nette d'électricité en tenant compte des pertes d'énergie pendant le transport et la distribution ainsi que des émissions d'hexafluorure de soufre.

L'outil CAFE3 fournit des intensités d'émission distinctes sur une base technologique pour chaque filière électrique. Les intensités d'émissions provinciales indirectes ont été déterminées en pondérant l'intensité des émissions de chaque technologie de production par rapport à sa part dans l'ensemble du réseau provincial. Une intensité d'émission indirecte nationale a été calculée en pondérant l'intensité d'émission de chaque technologie de production, au niveau provincial, par rapport à sa part dans le réseau national. Notez que le réseau provincial et national mélange les importations des juridictions voisines, y compris les États-Unis.

### Rapports d'inventaire national 1990-2016 et 1990-2018

La présente annexe illustre en détail les données des GES provenant de la production d'électricité par le secteur public (catégorie de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, catégorie 1.A.1.a du GIEC) à l'échelle nationale et provinciale. Les intensités d'émission reflètent les émissions de GES associées à l'électricité fournie par le réseau. Les producteurs automobiles qui produisent partiellement ou totalement de l'électricité pour leur propre usage et qui vendent une partie de leur électricité au réseau sont exclus du champ d'application. Le champ d'application de la production d'électricité comprend uniquement les producteurs d'activité principale (c.-à-d. les entités dont l'activité principale est la production d'électricité). Les émissions associées à la petite quantité de vapeur d'utilité produite sont donc également incluses dans le champ d'application du modèle.

Les facteurs d'émission du RIN sont basés sur la consommation totale de combustibles par le secteur des services publics, telle que fournie dans le *Rapport sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada* (RESD), ainsi que sur les données de production d'électricité basées sur CANSIM (2005-2013) et

[19]Gouvernement du Canada. (2018). *Rapport d'inventaire national 1990–2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.*Consulté sur https://unfccc.int/document/65715

la publication *Electric Power Generation, Transmission and Distribution (EPGTD*) (Statistique Canada 57-202-X). Les facteurs d'émission régionaux n'ont été appliqués qu'aux émissions de charbon et de gaz naturel. Pour les autres combustibles, des facteurs d'émission nationaux ont été appliqués, car les facteurs d'émission spécifiques à la région n'étaient pas disponibles. La méthode complète utilisée pour élaborer les intensités d'émission de GES est examinée au chapitre 3 et à l'appendice 3.1 du *rapport d'inventaire national 1990-2016* : Rapport sur les *sources et les puits de gaz à effet de serre au Canada*.

### L'outil CAFE3 d'ECCC

L'outil CAFE3 est utilisé pour estimer les émissions indirectes associées à la production d'électricité à partir de différentes sources, au Canada.

Notez que dans le cas de la cogénération, où les centrales électriques produisent de l'électricité et de la chaleur utile sous forme de vapeur, une méthode d'allocation basée sur le contenu énergétique a été utilisée pour répartir les émissions entre les flux d'électricité et de vapeur. Cela contraste avec la façon dont les émissions directes ont été prises en compte pour la cogénération.

Les modèles CAFE3 des étapes du cycle de vie utilisent des données provenant de diverses sources. Les infrastructures et la fourniture de combustibles sont principalement modélisées à l'aide de la base de données ecoinvent v3.4 (par exemple pour modéliser les émissions de combustibles et de matériaux du berceau à la porte) et complétées avec les données de l'Office national de l'énergie et de Statistique Canada, lorsqu'elles sont disponibles (pour la composition des mélanges de combustibles, par exemple). Les données sur les étapes de l'opération s'appuient principalement sur ecoinvent v3.4, l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) et l'EPA. La transmission et la distribution reposent sur ecoinvent v3.4 pour les informations relatives aux infrastructures et sur Ressources naturelles Canada et Hydro-Québec pour les autres paramètres. L'inventaire du cycle de vie de la gestion des approvisionnements et des déchets est largement basé sur les données d'ecoinvent v3.4, et complété par des modèles de cycle de vie régionalisés développés par le CIRAIG pour le gaz naturel et la biomasse. Lorsque cela est possible, les recherches les plus récentes sont utilisées pour actualiser les valeurs des paramètres clés, par exemple les émissions de GES des réservoirs hydroélectriques; la dynamique du carbone dans les forêts exploitées. Les données manquantes sont complétées à l'aide de sources documentaires et de données indirectes. CAFE3 intègre l'incertitude de tous les paramètres utilisés dans l'outil en utilisant un mélange de jugement d'experts et d'incertitude supplémentaire basée sur une évaluation de la qualité (approche généalogique).

Les utilisateurs de CAFE3 ont la possibilité d'adapter les modèles et les données sous-jacentes pour modéliser des situations spécifiques (producteur spécifique) ou pour améliorer les données par défaut. Ils peuvent également intégrer les impacts de l'intégration au réseau pour les énergies renouvelables variables (ERV) et la séquestration et le stockage du carbone (SSC).

L'inventaire des émissions calculé par CAFE3 est traduit en scores d'indicateurs d'impact à l'aide de la méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie IMPACT World+. Pour la catégorie des impacts du changement climatique en particulier, quatre modèles ont été mis en œuvre. Le premier, qui sert également de base aux quatre modèles, est une utilisation directe des facteurs du PRG à l'horizon de 100 ans du GIEC 2013. Les autres incluent alors soit l'albédo dû au changement d'affectation des terres, soit l'effet dynamique de l'absorption et de la dégradation du carbone pour la biomasse, soit les deux. Les résultats utilisés dans le projet de règlement sont basés sur le premier d'entre eux.

#### Autres sources de données

Le tableau 2510002001 de Statistique Canada « L'énergie électrique, production annuelle selon la classe de producteur d'électricité » a été utilisé pour déterminer la proportion d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, de l'énergie nucléaire et de combustibles. La ventilation spécifique des combustibles s'est basée sur les données de Statistique Canada (tableau 2510002801 « Énergie électrique produite à partir de combustibles, annuel »). Les importations et les exportations d'électricité ont été déterminées sur la base des valeurs de la documentation.

#### Réseaux électriques d'autres pays

Dans les cas où l'électricité utilisée dans le cycle de vie des CFIC est produite dans d'autres pays, le modèle ACV des combustibles comprendra les valeurs d'IC d'électricité par défaut disponibles dans le modèle GREET 2018.

## 4.4 Intrants chimiques

### 4.4.1 Produits chimiques

Les produits chimiques utilisés dans les procédés de conversion des filières des CFIC comprennent les enzymes, les acides et les catalyseurs. L'IC prédéfinie pour chacun de ces produits chimiques est basée sur les facteurs d'émission du modèle GREET 2018. Dans le cas spécifique du méthylate de sodium, en raison d'un manque de données dans le modèle GREET 2018, les valeurs d'émission ont été déterminées en utilisant celles du méthanol (provenant du gaz naturel) et la stœchiométrie de la réaction produisant du méthylate de sodium à partir du méthanol. Les produits chimiques suivants sont inclus dans le modèle ACV des combustibles.

| | | |
|---|---|---|
| Acide acétique | Alpha-amylase | Ammoniac |
| Sulfate d'ammonium | CaO (chaux) | Carbonate de calcium |
| Protéine de cellulose | Cellulose | Acide citrique |
| Eau de macération du maïs | Phosphate diammonique | Gluco-amylase |
| Hexane (n-hexane) | Acide chlorhydrique | Méthanol |
| Azote gazeux | Acide phosphorique | Hydroxyde de potassium |
| Hydroxyde de sodium | Méthylate de sodium | Acide sulfurique |
| Urée | Extrait de levure | Levure |

#### *Champ d'application géographique des produits chimiques*

En raison de l'absence de données sur l'ICV spécifiques au Canada pour ces procédés, les données utilisées proviennent d'études réalisées à l'étranger. Cela suppose que les procédés ne varient pas d'une région à l'autre.

#### *Sources de données pour les produits chimiques*

Les facteurs d'émission des produits chimiques ont été tirés du modèle GREET 2018. La référence complète se trouve dans le **Tableau 35**.

*Tableau 35 : Principales sources de données pour la modélisation des produits agrochimiques dans le modèle ACV des combustibles.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Autres produits chimiques, valeurs d'émission | Argonne National Lab. (2018). GREET. |

### 4.4.2 Produits agrochimiques

Les valeurs d'IC prédéfinies pour les engrais synthétiques ont été déterminées à l'aide de deux méthodes différentes afin de fournir deux valeurs pour les types de nutriments des engrais (N, P, K et S). La première méthode a utilisé les facteurs d'émission du modèle GREET 2018. Les valeurs moyennes des émissions canadiennes ont été déterminées à l'aide de ces facteurs d'émission ainsi que des ratios de nutriments et des parts de marché pour 2014-2017 à partir des données statistiques nationales et des ratios stœchiométriques. Les valeurs des émissions d'engrais P n'ont pas été produites à l'aide de cette méthode pour le modèle. La seconde méthode a produit des IC canadiens moyens à partir des valeurs du PRG du 5RE publiées dans la TRCCD (Cheminfo, 2016) et de la stœchiométrie des produits et des nutriments. L'engrais S n'a pas été produit à l'aide de cette méthode pour le modèle en raison d'un manque de données disponibles dans le rapport de la TRCCD.

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

#### *Champ d'application géographique des produits agrochimiques*

En raison du manque de données sur l'ICV spécifique au Canada pour les engrais et les pesticides, les données utilisées sont principalement issues d'études réalisées à l'étranger, ou de données moyennes canadiennes. Cela suppose que les procédés ne varient pas d'une région à l'autre.

#### *Sources de données pour les produits agrochimiques*

Les facteurs d'émission pour les produits fertilisants et les pesticides ont été tirés du modèle Argonne GREET 2018. Les valeurs de l'IC du PRG du 5RE ont été tirées du Bilan carbone de la TRCCD de 2016 pour les cultures canadiennes : Rapport sur les données de production d'engrais au Canada. Les sources de données sont résumées au **Tableau 36**.

*Tableau 36 : Principales sources de données pour la modélisation des produits agrochimiques dans le modèle ACV des combustibles.*

| Type de données | Sources |
|---|---|
| Engrais, valeurs d'émission des produits | Argonne National Lab. (2018). GREET. |
| Engrais, IC des produits | Cheminfo. (2016). *Carbon Footprints for Canadian Crops: Canadian Fertilizer Production Data Final Report.* Cheminfo Services. |
| Pesticides, valeurs d'émission des matières actives | Argonne National Lab. (2018). GREET. |

# Partie II

# Chapitre 5: Création d'unités de conformité et valeurs de référence

Le projet de règlement offre plusieurs options pour respecter les limites d'intensité en carbone (IC). Les unités de conformité peuvent être créées par les fournisseurs principaux et par les créateurs enregistrés pour les mesures prises dans les catégories de conformité suivantes :

1. Mesures, le long du cycle de vie d'un combustible fossile, permettant de réduire son intensité en carbone;
2. Fourniture de combustibles à faible intensité en carbone;
3. Changement spécifié de combustibles par l'utilisateur final dans les transports.

Dans la catégorie de conformité 1, la capacité d'un projet à créer des unités de conformité sera régie par les méthodes de quantification fournies par Environnement et changement climatique Canada. Les méthodes de quantification font référence à la méthode du modèle ACV des combustibles et aux valeurs d'IC incluses dans le modèle ACV des combustibles, telles que les valeurs d'IC pour la production d'électricité présentées dans les **chapitres 5.2 et 5.3**.

Dans la catégorie de conformité 2, la création d'unités de conformité est possible grâce à la fourniture de combustibles à faible intensité en carbone (CFIC). Pour pouvoir créer des unités de conformité, un producteur ou un fournisseur étranger de combustible à faible IC devrait obtenir une valeur d'IC approuvée pour chaque combustible à faible IC qu'il produit ou importe. Le projet de règlement exige l'utilisation soit du modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles pour déterminer les valeurs d'IC propres à une installation au moyen de données propres à l'installation, soit des valeurs par défaut désagrégées disponibles dans le projet de règlement Les valeurs de l'IC doivent être déterminées pour chaque type de charge d'alimentation utilisée pour produire un CFIC. Le **chapitre 5** fournit plus d'informations sur la méthode de calcul lorsqu'un CFIC est créé avec plus d'un type de charge d'alimentation ou lorsque sa production donne lieu à plus d'un coproduit.

Dans la catégorie de conformité 3, le remplacement d'un combustible fossile par l'utilisateur final dans les transports par l'un des combustibles à plus faible intensité en carbone suivants sera admissible à la création d'unités de conformité : gaz naturel et gaz naturel renouvelable (incluant les produits comprimés et liquéfiés), propane et propane renouvelable et autres sources d'énergie sans carbone, comme l'électricité ou l'hydrogène. Le projet de règlement exige l'utilisation de :

- Soit le modèle ACV des combustibles pour calculer des valeurs d'IC propres en utilisant des données d'entrée, soit des valeurs par défaut, pour les combustibles à plus faible intensité en carbone qui sont des combustibles fossiles;
- Soit le modèle ACV des combustibles pour calculer des valeurs d'IC propres en utilisant des données d'entrée, soit des valeurs par défaut, pour l'électricité;
- Soit le modèle ACV des combustibles pour calculer des valeurs propres d'IC en utilisant des données d'entrée, soit l'utilisation des valeurs par défaut désagrégées, pour les CFIC.

Les **chapitres 5.2 et 5.3** comprennent les valeurs d'IC par défaut et les rapports d'efficacité énergétique à utiliser par les créateurs enregistrés pour le changement de combustibles par l'utilisateur final. Pour l'électricité, ces valeurs d'intensité en carbone ont été calculées selon la méthode expliquée au **chapitre 4.3**. Pour déterminer les valeurs par défaut des combustibles fossiles et de l'hydrogène, les valeurs les plus élevées (c'est-à-dire les plus conservatrices) ont été obtenues à partir d'un examen des sources de

données, notamment le *California Low Carbon Fuel Standard Lookup Table*, les valeurs par défaut utilisées dans le *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* de la Colombie-Britannique et les valeurs les plus élevées obtenues à partir de l'analyse de sensibilité menée par EarthShift Global, LLC sous contrat par ECCC et expliquées à l'annexe 3.

## 5.1 Détermination de la proportion des CFIC qui est produite avec chaque charge d'alimentation ou qui mène à chaque coproduit

Un CFIC produit à partir de plusieurs types de charges d'alimentation est considéré comme plusieurs combustibles, le volume de chacun correspondant à la proportion de CFIC produit à partir chaque type de charges d'alimentation. Si une installation de production de combustible traite simultanément plus d'un type de charge d'alimentation, tel que mentionné à l'article 83 du projet de règlement, la méthode suivante doit être utilisée pour déterminer le volume de combustible à faible intensité en carbone produit à partir de chaque type de charge d'alimentation :

$$Q^n{}_{Combustible\ i} = Y_{moy\ rendement}\ x\ Q^n{}_{Charge\ i}$$

$Q^n{}_{Combustible\ i}$ est la quantité de combustible produite par une filière ayant une intensité en carbone $i$ pendant la période de conformité n

$Y_{moy\ rendement}$ est le rendement moyen de l'installation pour toutes les charges d'alimentation pendant la période de conformité $n$

$Q^n{}_{Charge\ i}$ est la quantité de charge d'alimentation traitée pour la filière ayant l'intensité en carbone $i$ dans une installation au cours de la période de conformité $n$

Les participants ou les fournisseurs étrangers ont également la possibilité de fournir des données d'analyse chimique à l'appui des rendements calculés pour déterminer la quantité de combustible produite par chaque filière ayant une intensité en carbone donnée.

### 5.1.1 Bilan trimestriel des matières

Tous les participants et les fournisseurs étrangers devront tenir un système de comptabilité (informatisé ou manuel) pour établir les bilans matières trimestriels de toutes les charges d'alimentation traitées à l'installation et des combustibles produits (conformément au plan de surveillance à l'article 122 du projet de règlement). Pour chaque trimestre civil, un participant ou un fournisseur d'origine doit comptabiliser toutes les charges d'alimentation traitées à l'installation et le combustible correspondant produit, y compris tout le combustible produit et non seulement la partie fournie au Canada. Les quantités de charges d'alimentation ne peuvent être comptées plus d'une fois. La quantité d'un combustible à faible intensité en carbone pour chaque filière ayant une intensité en carbone donnée au cours de la période de conformité doit être égale ou inférieure au rendement réel de l'installation.

### 5.1.2 Plus d'un coproduit

Si la production du combustible à faible intensité en carbone s'accompagne de celle de plusieurs coproduits, le participant ou le fournisseur étranger doit soit déclarer tous les combustibles produits avec une seule filière d'intensité en carbone, soit attribuer des IC distincte à chaque portion du combustible dont résulte chaque coproduit (p. ex., l'éthanol de maïs avec des portions de drêches de distillerie vendues à sec et à l'état humide). La proportion de CFIC dont résulte chaque coproduit doit être déterminée

## 5.2 Intensité en carbone par défaut de l'électricité, par province

Le modèle ACV des combustibles détermine l'intensité des émissions du réseau en modélisant les émissions directes et indirectes associées à la production d'électricité. Les émissions directes d'électricité sont celles qui proviennent des émissions sur le site de la centrale électrique. Les données associées aux émissions directes ont été recueillies à partir du *rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2018* : *Sources et puits de gaz à effet de serre*. Les émissions indirectes sont les émissions hors site associées à la production de combustibles, aux pertes de transport et de distribution ainsi que les émissions liées au transport des combustibles. Ces données ont été recueillies à l'aide des mêmes rapports RIN et modélisées à l'aide de l'outil CAFE3 d'Environnement et Changement climatique Canada. Les émissions directes et indirectes ont été collectées et utilisées pour modéliser les impacts directs et indirects, ainsi que l'impact total, qui est une somme des deux. Le **Tableau 37** présente les intensités d'émission des réseaux provinciaux et nationaux pour l'année 2018. L'intensité en carbone de l'électricité dans une province où se trouve une station de recharge peut être déterminée par les valeurs provinciales indiquées au **Tableau 37**.

*Tableau 37. Intensités d'émission des réseaux provinciaux et nationaux incluses dans le modèle ACV des combustibles. Les valeurs sont pour l'année 2018 et sont exprimées en gramme de $CO_2e$/MJ.*

| Province | Intensité du réseau (g $CO_2e$/MJ) |
|---|---|
| Alberta | 217 |
| Colombie-Britannique | 31 |
| Manitoba | 15 |
| Nouveau-Brunswick | 95 |
| Terre-Neuve-et-Labrador | 20 |
| Nouvelle-Écosse | 245 |
| Ontario | 17 |
| Île-du-Prince-Édouard | 71 |
| Québec | 7 |
| Saskatchewan | 222 |
| Yukon | 42 |
| Territoires du Nord-Ouest | 75 |
| Nunavut | 339 |
| **Canada** | 48 |

## 5.3 Intensité en carbone de la production d'électricité, par technologie

Le **Tableau 38** affiche les intensités en carbone de la production d'électricité pour les technologies comprises dans le modèle ACV des combustibles. En l'absence de valeurs d'IC provinciales, l'IC nationale peut être utilisée.

*Tableau 38 : Intensités de production d'électricité provinciales et nationales regroupées par technologie. En l'absence de valeurs d'IC provinciales, l'IC nationale peut être utilisée.*

| | | | Can. | Alb. | C.-B. | Man. | N.-B. | T.-N.-L. | N.-É. | Ont. | Î.-P.-É | Qué. | Sask. | Yn | T.N.-O. | Nt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Type de filière** | **Nom de la filière** | **Répartition des impacts** | **Impact (g $CO_2$e / MJ)** | | | | | | | | | | | | | |
| Biomasse | Bois, cogénération | Indirecte | 7 | 7 | 7 | 9 | 8 | 9 | 8 | 7 | 9 | 7 | 9 | 16 | 9 | 8 |
| | | Directe | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| | | **Totale** | **12** | **12** | **12** | **14** | **13** | **14** | **14** | **12** | **14** | **12** | **14** | **21** | **14** | **13** |
| | Bois, cycle simple | Indirecte | 12 | 12 | 12 | | 13 | | 14 | 13 | | 12 | | 21 | 14 | 13 |
| | | Directe | 9 | 9 | 9 | | 9 | | 9 | 9 | | 9 | | 9 | 9 | 9 |
| | | **Totale** | **21** | **21** | **21** | | **22** | | **23** | **22** | | **21** | | **30** | **23** | **22** |
| Charbon | Bitumineux | Indirecte | 32 | | | | 34 | | 34 | | | | | | | |
| | | Directe | 312 | | | | 312 | | 312 | | | | | | | |
| | | **Totale** | **344** | | | | **345** | | **346** | | | | | | | |
| | Lignite | Indirecte | 16 | | | 20 | | | | | | | 18 | | | |
| | | Directe | 217 | | | 217 | | | | | | | 217 | | | |
| | | **Totale** | **233** | | | **237** | | | | | | | **235** | | | |
| | Sub-bitumineux | Indirecte | 24 | 25 | | | | | | | | | | | | |
| | | Directe | 199 | 199 | | | | | | | | | | | | |
| | | **Totale** | **223** | **223** | | | | | | | | | | | | |
| Diesel, hors réseau | Hors réseau | Indirecte | 89 | 90 | 90 | 90 | 89 | 90 | 89 | 88 | 89 | 87 | 100 | 89 | 91 | 88 |
| | | Directe | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| | | **Totale** | **308** | **310** | **309** | **309** | **308** | **309** | **308** | **307** | **308** | **307** | **320** | **309** | **310** | **307** |

| | | | Can. | Alb. | C.-B. | Man. | N.-B. | T.-N.-L. | N.-É. | Ont. | Î.-P.-É | Qué. | Sask. | Yn | T.N.-O. | Nt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Type de filière** | **Nom de la filière** | **Répartition des impacts** | **Impact (g CO2e / MJ)** | | | | | | | | | | | | | |
| Hydroélectricité | Réservoir | Indirecte | 9 | 10 | 10 | 10 | 11 | 10 | 11 | 9 | | 9 | 11 | 18 | 11 | |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| | | **Totale** | **9** | **11** | **10** | **11** | **11** | **11** | **11** | **10** | | **9** | **11** | **19** | **12** | |
| | Au fil de l'eau | Indirecte | 2 | 5 | 3 | 4 | 5 | 4 | 5 | 3 | | 2 | 4 | 12 | 5 | |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| | | **Totale** | **3** | **5** | **4** | **4** | **5** | **4** | **5** | **3** | | **3** | **5** | **12** | **5** | |
| Gaz naturel | Cogénération | Indirecte | 24 | 24 | 25 | | 25 | 25 | | 25 | | 41 | 26 | 52 | 36 | |
| | | Directe | 78 | 78 | 78 | | 78 | 78 | | 78 | | 78 | 78 | 78 | 78 | |
| | | **Totale** | **102** | **102** | **103** | | **103** | **103** | | **103** | | **119** | **104** | **130** | **114** | |
| | Cycle combiné | Indirecte | 28 | 28 | 29 | 30 | 29 | 30 | 29 | 29 | 29 | 28 | 30 | 58 | 41 | |
| | | Directe | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | |
| | | **Totale** | **120** | **121** | **121** | **122** | **121** | **122** | **122** | **121** | **122** | **120** | **122** | **150** | **134** | |
| | Chaudière convertie | Indirecte | 49 | | | 71 | | | 51 | | | | | | | |
| | | Directe | 168 | | | 168 | | | 168 | | | | | | | |
| | | **Totale** | **217** | | | **239** | | | **219** | | | | | | | |
| | Cycle simple | Indirecte | 42 | 42 | 43 | | | | | 42 | | | 44 | 82 | 61 | |
| | | Directe | 144 | 144 | 144 | | | | | 144 | | | 144 | 144 | 144 | |
| | | **Totale** | **186** | **187** | **187** | | | | | **186** | | | **188** | **226** | **205** | |
| Énergie nucléaire | Réacteur CANDU | Indirecte | 5 | | | | 7 | | | 5 | | | | | | |
| | | Directe | 1 | | | | 1 | | | 1 | | | | | | |
| | | **Totale** | **6** | | | | **7** | | | **6** | | | | | | |

| | | | Can. | Alb. | C.-B. | Man. | N.-B. | T.-N.-L. | N.-É. | Ont. | Î.-P.-É | Qué. | Sask. | Yn | T.N.-O. | Nt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Type de filière** | **Nom de la filière** | **Répartition des impacts** | **Impact (g CO2e / MJ)** | | | | | | | | | | | | | |
| Solaire | Énergie solaire concentrée | Indirecte | 13 | 14 | | | | | | | | | | | | |
| | | Directe | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | |
| | | **Totale** | **13** | **15** | | | | | | | | | | | | |
| | Photovoltaïque | Indirecte | 16 | 17 | 15 | 17 | 19 | 21 | 18 | 17 | 18 | 17 | 17 | 29 | 20 | 20 |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | **Totale** | **17** | **17** | **16** | **18** | **19** | **22** | **19** | **17** | **19** | **17** | **18** | **29** | **20** | **21** |
| Énergie éolienne | Sur terre, 1-3 MW | Indirecte | 3 | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | 5 | 27 | 14 | 17 |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | **Totale** | **3** | **4** | **4** | **5** | **5** | **5** | **5** | **4** | **5** | **3** | **6** | **27** | **15** | **18** |
| | Sur terre, 1 MW | Indirecte | 4 | 5 | 4 | 6 | 5 | 5 | 5 | 4 | 5 | 4 | 6 | 34 | 18 | 23 |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | **Totale** | **4** | **5** | **5** | **6** | **6** | **6** | **5** | **4** | **5** | **4** | **7** | **34** | **19** | **23** |
| | Sur terre, 2MW, tour en béton | Indirecte | 3 | | | | | | | | | 3 | | | | |
| | | Directe | 1 | | | | | | | | | 1 | | | | |
| | | **Totale** | **3** | | | | | | | | | **3** | | | | |
| | Sur terre, 3 MW | Indirecte | 4 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 | 6 | 4 | 7 | 39 | 22 | 27 |
| | | Directe | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | **Totale** | **5** | **6** | **6** | **7** | **6** | **6** | **6** | **5** | **6** | **5** | **7** | **39** | **22** | **28** |

## 5.4 Valeurs par défaut des combustibles fossiles et des sources d'énergie

Pour l'application de l'article 62 et des paragraphes 84(2), 85(3) et (4) et 88(2) du projet de règlement, l'intensité en carbone de l'hydrogène, du propane, du gaz de pétrole liquéfié, du gaz naturel, du gaz naturel liquéfié et du gaz naturel comprimé est, au choix du créateur enregistré, soit celle prévue à l'article 7 de l'annexe 5 du projet de règlement ou les valeurs par défaut suivantes.

*Tableau 39 : Valeurs d'intensité en carbone des combustibles fossiles et des sources d'énergie.*

| Combustible ou source d'énergie | Intensité en carbone par défaut ($g\ CO_2e/MJ$) |
|---|---|
| Hydrogène comprimé | 100 |
| Hydrogène liquéfié | 130 |
| Propane | 75 |
| Gaz de pétrole liquéfié | 86 |
| Gaz naturel | 62 |
| Gaz naturel liquéfié | 113 |
| Gaz naturel comprimé | 72 |

Pour déterminer les valeurs par défaut des combustibles fossiles et de l'hydrogène, les valeurs les plus élevées (c'est-à-dire les plus conservatrices) ont été obtenues à partir d'un examen des sources de données, notamment le *California Low Carbon Fuel Standard Lookup Table*, les valeurs par défaut utilisées dans le *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* de la Colombie-Britannique et les valeurs les plus élevées obtenues à partir de l'analyse de sensibilité menée par EarthShift Global, LLC sous contrat par ECCC et expliquées à l'annexe 3.

### 5.4.1 Rapport d'efficacité énergétique pour les véhicules électriques et à pile à hydrogène

Le rapport de l'efficacité énergétique est déterminé en comparant l'efficacité d'un véhicule alimenté par un combustible de référence tel que l'essence ou le diesel à celui d'un véhicule alimenté par une source d'énergie alternative, comme l'électricité ou l'hydrogène. Le projet de règlement utilise ce rapport pour déterminer la quantité d'énergie de combustible fossile déplacée par les véhicules électriques ou à pile à combustible à hydrogène afin de déterminer la quantité d'émissions évitées.

Les rapports d'efficacité énergétique définis dans ce document seront mis à jour périodiquement, et de nouveaux types de véhicules pourront être ajoutés pour refléter les nouvelles technologies ou la compréhension améliorée de ces technologies au fur et à mesure de leur déploiement. Des taux d'adoption différents des véhicules alternatifs dans une catégorie de véhicules pourront également conduire à la modification des moyennes pondérées des ventes de véhicules.

*Tableau 40 : Rapports d'efficacité énergétique*

| Type de véhicule | Rapport d'efficacité énergétique |
|---|---|
| Véhicules électriques légers et moyens | 4,1 |
| Véhicules électriques lourds | 5,0 |
| Navires électriques | 3,1 |
| Véhicules légers et moyens à pile à hydrogène | 2,1 |
| Véhicules lourds à pile à hydrogène | 1,9 |

### 5.4.2 Justification

L'efficacité énergétique de tout véhicule dépend de nombreux facteurs, notamment de la taille ou du type de véhicule et de la manière dont il est utilisé. En général, le rapport d'efficacité énergétique (REE) d'un véhicule à moteur à combustion interne (VMCI) par rapport à un véhicule à émissions zéro (VEZ) est déterminé par la formule

$$REE = \frac{Efficacité_{VMCI} \times Densité\ énergétique_{VMCI}}{Efficacité_{VEZ} \times Densité\ énergétique_{VEZ}}$$

#### Véhicules électriques

Le rapport d'efficacité énergétique des véhicules électriques légers et moyens a été calculé en fonction des cotes de consommation de combustible de Ressources naturelles Canada, du volume des ventes de véhicules dans chaque catégorie de véhicules et de la densité énergétique de l'essence présentée dans l'annexe 1 du projet de règlement.

Les cotes de consommation de combustible de Ressources naturelles Canada reposent sur la procédure d'essai à 5 cycles, qui permet de tester les véhicules en ville et sur autoroute, ainsi que de tester la conduite d'un véhicule par temps froid, l'utilisation des climatiseurs et la conduite à des vitesses plus élevées avec des accélérations et des freinages plus rapides.

L'efficacité énergétique des véhicules est très variable, notamment en fonction de la taille ou de la classe du véhicule. L'efficacité moyenne pondérée des ventes des véhicules électriques d'une certaine catégorie de véhicules a été comparée uniquement à celle d'autres véhicules de la même catégorie. Afin de déterminer une efficacité énergétique globale représentative, l'efficacité énergétique de chaque classe a été mise à l'échelle en fonction du nombre de véhicules vendus dans cette classe.

En général, le rapport d'efficacité énergétique (REE) d'un véhicule à moteur à combustion interne (VMCI) par rapport à un véhicule électrique (VE) est déterminé par la formule

$$EER = \frac{Efficacité_{VMCI}\left(\frac{L}{100\ km}\right) \times Densité\ énergétique_{Gasoline}\left(\frac{34{,}7\ MJ}{L}\right)}{Efficacité_{VEZ}\left(\frac{kWh}{100\ km}\right) \times Densité\ énergétique\left(\frac{3{,}6\ MJ}{kWh}\right)}$$

Les rapports d'efficacité énergétique des autres véhicules électriques présentés dans ce document sont basés sur d'autres études sur le profil d'utilisation de ces types de véhicules, et continueront à être mis à jour à mesure que de nouvelles informations seront disponibles.

### Véhicules à pile à hydrogène

La Toyota Mirai et la Hyundai Nexo étaient les seuls véhicules à pile à hydrogène disponibles au Canada en 2019, mais les cotes de consommation officielles n'étaient pas disponibles auprès de Ressources naturelles Canada. En utilisant d'autres efficacités nominales et en comparant ces véhicules à une Toyota Camry et une Hyundai Tucson, respectivement, les valeurs moyennes pondérées des ventes n'étaient pas nécessaires, car les rapports d'efficacité énergétique qui en résultaient étaient très similaires.

En général, le rapport d'efficacité énergétique (REE) d'un véhicule à moteur à combustion interne (VMCI) par rapport à un véhicule à pile à hydrogène (VPH) est déterminé par la formule

$$EER = \frac{Efficacité_{VMCI}\left(\frac{L}{100\ km}\right) \times Densité\ énergétique_{Gasoline}\left(\frac{34{,}7\ MJ}{L}\right)}{Efficacité_{VEZ_{VPH}}\left(\frac{kg\ H_2}{100\ km}\right) \times Densité\ énergétique_{H_2}\left(\frac{141{,}24\ MJ}{kg}\right)}$$

Pour ces deux véhicules, les rapports d'efficacité énergétique suivants ont été déterminés

| Véhicule | $\mathbf{Efficacité_{VPH}\left(\frac{kg\ H_2}{100\ km}\right)}$ | $\mathbf{Efficiency_{VMCI}\left(\frac{L}{100\ km}\right)}$ | REE |
|---|---|---|---|
| Toyota Mirai | 0,92 | 8* | 2,1 |
| Hyundai Nexo | 1,05 | 9,1 | 2,1 |

**sur la base d'une moyenne de cinq Camry non hybrides à traction avant avec une autonomie de 6,9 à 9,2 L/100 km.*

Le rapport d'efficacité énergétique des véhicules utilitaires lourds à pile à combustible à hydrogène présenté dans ce document est basé sur d'autres études sur le profil d'utilisation de ces types de véhicules, et continuera à être mis à jour au fur et à mesure que de nouvelles informations seront disponibles.

# Annexe A : Facteurs de caractérisation des GES

Le modèle ACV des combustibles inclut plusieurs GES en tant que flux environnementaux. Les GES inclus dans l'ACV des combustibles sont affichés au **Tableau 41** ci-dessous. Il comprend le PRG de chaque GES, adapté du 5RE du GIEC.

*Tableau 41 : PRG de 100 ans de GES. Adapté du 5RE du GIEC*[20]

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| Dioxyde de carbone | $CO_2$ | 1 | |
| Méthane | $CH_4$ | 28 | 11,2 |
| Méthane fossile | $CH_4$ | 30 | 12 |
| Oxyde de diazote | $N_2O$ | 265 | 79,5 |
| **Chlorofluorocarbones** | | | |
| CFC-11 | $CCl_3F$ | 4 660 | 1 631 |
| CFC-12 | $CCl_2F_2$ | 10 200 | 3 060 |
| CFC-13 | $CClF_3$ | 13 900 | 2 780 |
| CFC-113 | $CCl_2FCClF_2$ | 5 820 | 1 164 |
| CFC-114 | $CClF_2CClF_2$ | 8 590 | 1 718 |
| CFC-115 | $CClF_2CF_3$ | 7 670 | 1 534 |
| **Hydrochlorofluorocarbones** | | | |
| HCFC-21 | $CHCl_2F$ | 148 | 59,2 |
| HCFC-22 | $CHClF_2$ | 1 760 | 704 |
| HCFC-122 | $CHCl_2CF_2Cl$ | 59 | 23,6 |
| HCFC-122a | $CHFCLCIFCl_2$ | 258 | 103,2 |
| HCFC-123 | $CHCl_2CF_3$ | 79 | 31,6 |
| HCFC-123a | $CHClFCF_2Cl$ | 370 | 148 |
| HCFC-124 | $CHClFCF_3$ | 527 | 210,8 |
| HCFC-132c | $CH_2FCFCl_2$ | 338 | 135,2 |
| HCFC-141b | $CH_3CCl_2F$ | 782 | 312,8 |
| HCFC-142b | $CH_3CClF_2$ | 1 980 | 495 |
| HCFC-225ca | $CHCl_2CF_2CF_3$ | 127 | 50,8 |
| HCFC-225cb | $CHClFCF_2CClF_2$ | 525 | 210 |
| (E)-1-Chloro-3,3,3-trifluoroprop-1-ène | trans-$CF_3CH{=}CHCl$ | 1 | 0,04 |
| **Perfluorocarbones** | | | |
| HFC-23 | $CHF_3$ | 12 400 | 2 480 |
| HFC-32 | $CH_2F_2$ | 677 | 270,8 |
| HFC-41 | $CH_3F$ | 116 | 46,4 |
| HFC-125 | $CHF_2CF_3$ | 3 170 | 792,5 |

[20] Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestvedt, 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.

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| HFC-134 | $CHF_2CHF_2$ | 1 120 | 448 |
| HFC-134a | $CH_2FCF_3$ | 1 300 | 455 |
| HFC-143 | $CH_2FCHF_2$ | 328 | 131,2 |
| HFC-143a | $CH_3CF_3$ | 4 800 | 960 |
| HFC-152 | $CH_2FCH_2F$ | 16 | 6,4 |
| HFC-152a | $CH_3CHF_2$ | 138 | 55,2 |
| HFC-161 | $CH_3CH_2F$ | 4 | 0,16 |
| HFC-227ca | $CF_3CF_2CHF_2$ | 2 640 | 660 |
| HFC-227ea | $CF_3CHFCF_3$ | 3 350 | 837,5 |
| HFC-236cb | $CH_2FCF_2CF_3$ | 1 210 | 484 |
| HFC-236ea | $CHF_2CHFCF_3$ | 1 330 | 532 |
| HFC-236fa | $CF_3CH_2CF_3$ | 8 060 | 1 612 |
| HFC-245ca | $CH_2FCF_2CHF_2$ | 716 | 286,4 |
| HFC-245cb | $CF_3CF_2CH_3$ | 4 620 | 924 |
| HFC-245ea | $CHF_2CHFCHF_2$ | 235 | 94 |
| HFC-245eb | $CH_2FCHFCF_3$ | 290 | 116 |
| HFC-245fa | $CHF_2CH_2CF_3$ | 858 | 343,2 |
| HFC-263fb | $CH_3CH_2CF_3$ | 76 | 30,4 |
| HFC-272ca | $CH_3CF_2CH_3$ | 144 | 57,6 |
| HFC-329p | $CHF_2CF_2CF_2CF_3$ | 2 360 | 590 |
| HFC-365mfc | $CH_3CF_2CH_2CF_3$ | 804 | 321,6 |
| HFC-43-10mee | $CF_3CHFCHFCF_2CF_3$ | 1 650 | 412,5 |
| HFC-1132a | $CH_2=CF_2$ | <1 | — |
| HFC-1141 | $CH_2=CHF$ | <1 | — |
| (Z)-HFC-1225ye | $CF_3CF=CHF(Z)$ | <1 | — |
| (E)-HFC-1225ye | $CF_3CF=CHF(E)$ | <1 | — |
| (Z)-HFC-1234ze | $CF_3CH=CHF(Z)$ | <1 | — |
| HFC-1234yf | $CF_3CF=CH_2$ | <1 | — |
| (E)-HFC-1234ze | trans-$CF_3CH=CHF$ | <1 | — |
| (Z)-HFC-1336 | $CF_3CH=CHCF_3(Z)$ | 2 | 0,08 |
| HFC-1243zf | $CF_3CH=CH_2$ | <1 | — |
| HFC-1345zfc | $C_2F_5CH=CH_2$ | <1 | — |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,6-Nonafluorohex-1-ène | $C_4F_9CH=CH_2$ | <1 | — |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,8,8,8-Tridécafluorooct-1-ène | $C_6F_{13}CH=CH_2$ | <1 | — |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,8,8,9,9,10,10,10-Heptadécafluorodec-1-ène | $C_8F_{17}CH=CH_2$ | <1 | — |
| **Chlorocarbones et hydrochlorocarbones** | | | |
| Méthylchloroforme | $CH_3CCl_3$ | 160 | 64 |
| Tétrachlorure de carbone | $CCl_4$ | 1 730 | 432,5 |
| Chlorométhane | $CH_3Cl$ | 12 | 4,8 |
| Chlorure de méthylène | $CH_2Cl_2$ | 9 | 3,6 |
| Chloroforme | $CHCl_3$ | 16 | 6,4 |
| 1,2-Dichloroéthane | $CH_2ClCH_2Cl$ | <1 | — |

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| **Bromocarbones, hydrobromocarbones et halons** | | | |
| Bromométhane | $CH_3Br$ | 2 | 0,8 |
| Bromure de méthylène | $CH_2Br_2$ | 1 | 0,4 |
| Halon-1201 | $CHBrF_2$ | 376 | 150,4 |
| Halon-1202 | $CBr_2F_2$ | 231 | 92,4 |
| Halon-1211 | $CBrClF_2$ | 1 750 | 437,5 |
| Halon-1301 | $CBrF_3$ | 6 290 | 1 258 |
| Halon-2301 | $CH_2BrCF_3$ | 173 | 69,2 |
| Halon-2311/halothane | $CHBrCLCIF_3$ | 41 | 16,4 |
| Halon-2401 | $CHFBrCF_3$ | 184 | 73,6 |
| Halon-2402 | $CBrF_2CBrF_2$ | 1 470 | 367,5 |
| **Espèces entièrement fluorées** | | | |
| Trifluorure d'azote | $NF_3$ | 16 100 | 3 220 |
| Hexafluorure de soufre | $SF_6$ | 23 500 | 4 700 |
| (Trifluorométhyl) pentafluorure de soufre | $SF_5CF_3$ | 17 400 | 3 480 |
| Fluorure de sulfuryle | $SO_2F_2$ | 4 090 | 1 022,5 |
| PFC-14 | $CF_4$ | 6 630 | 1 326 |
| PFC-116 | $C_2F_6$ | 11 100 | 2 220 |
| PFC-c216 | $c\text{-}C_3F_6$ | 9 200 | 1 840 |
| PFC-218 | $C_3F_8$ | 8 900 | 1 780 |
| PFC-318 | $c\text{-}C_4F_8$ | 9 540 | 1 908 |
| PFC-31-10 | $C_4F_{10}$ | 9 200 | 1 840 |
| Perfluorocyclopentène | $c\text{-}C_5F_8$ | 2 | 0,08 |
| PFC-41-12 | $n\text{-}C_5F_{12}$ | 8 550 | 1 710 |
| PFC-51-14 | $n\text{-}C_6F_{14}$ | 7 910 | 1 582 |
| PFC-61-16 | $n\text{-}C_7F_{16}$ | 7 820 | 1 564 |
| PFC-71-18 | $C_8F_{18}$ | 7 620 | 1 524 |
| PFC-91-18 | $C_{10}F_{18}$ | 7 190 | 1 438 |
| Perfluorodécaline (cis) | $Z\text{-}C_{10}F_{18}$ | 7 240 | 1 448 |
| Perfluorodécaline (trans) | $E\text{-}C_{10}F_{18}$ | 6 290 | 1 258 |
| PFC-1114 | $CF_2=CF_2$ | <1 | — |
| PFC-1216 | $CF_3CF=CF_2$ | <1 | — |
| Perfluorobuta-1,3-diène | $CF_2=CFCF=CF_2$ | <1 | — |
| Perfluorobut-1-ène | $CF_3CF_2CF=CF_2$ | <1 | — |
| Perfluorobut-2-ène | $CF_3CF=CFCF_3$ | 2 | 0,08 |
| **Alcools et éthers halogénés** | | | |
| HFE-125 | $CHF_2OCF_3$ | 12 400 | 2 480 |
| HFE-134 (HG-00) | $CHF_2OCHF_2$ | 5 560 | 1 390 |
| HFE-143a | $CH_3OCF_3$ | 523 | 209,2 |
| HFE-227ea | $CF_3CHFOCF_3$ | 6 450 | 1 290 |
| HCFE-235ca2 (enflurane) | $CHF_2OCF_2CHFCl$ | 583 | 233,2 |
| HCFE-235da2 (isoflurane) | $CHF_2OCHCLCIF_3$ | 491 | 196,4 |
| HFE-236ca | $CHF_2OCF_2CHF_2$ | 4 240 | 1 060 |
| HFE-236ea2 (desflurane) | $CHF_2OCHFCF_3$ | 1 790 | 716 |

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| HFE-236fa | $CF_3CH_2OCF_3$ | 979 | 391,6 |
| HFE-245cb2 | $CF_3CF_2OCH_3$ | 654 | 261,6 |
| HFE-245fa1 | $CHF_2CH_2OCF_3$ | 828 | 331,2 |
| HFE-245fa2 | $CHF_2OCH_2CF_3$ | 812 | 324,8 |
| 2,2,3,3,3-Pentafluoropropan-1-ol | $CF_3CF_2CH_2OH$ | 19 | 7,6 |
| HFE-254cb1 | $CH_3OCF_2CHF_2$ | 301 | 120,4 |
| HFE-263fb2 | $CF_3CH_2OCH_3$ | 1 | 0,04 |
| HFE-263m1 | $CF_3OCH_2CH_3$ | 29 | 11,6 |
| 3,3,3-Trifluoropropan-1-ol | $CF_3CH_2CH_2OH$ | <1 | — |
| HFE-329mcc2 | $CHF_2CF_2OCF_2CF_3$ | 3 070 | 767,5 |
| HFE-338mmz1 | $(CF_3)_2CHOCHF_2$ | 2 620 | 655 |
| HFE-338mcf2 | $CF_3CH_2OCF_2CF_3$ | 929 | 371,6 |
| Sevoflurane (HFE-347mmz1) | $(CF_3)_2CHOCH_2F$ | 216 | 86,4 |
| HFE-347mcc3 (HFE-7000) | $CH_3OCF_2CF_2CF_3$ | 530 | 212 |
| HFE-347mcf2 | $CHF_2CH_2OCF_2CF_3$ | 854 | 341,6 |
| HFE-347pcf2 | $CHF_2CF_2OCH_2CF_3$ | 889 | 355,6 |
| HFE-347mmy1 | $(CF_3)_2CFOCH_3$ | 363 | 145,2 |
| HFE-356mec3 | $CH_3OCF_2CHFCF_3$ | 387 | 154,8 |
| HFE-356mff2 | $CF_3CH_2OCH_2CF_3$ | 17 | 0,68 |
| HFE-356pcf2 | $CHF_2CH_2OCF_2CHF_2$ | 719 | 287,6 |
| HFE-356pcf3 | $CHF_2OCH_2CF_2CHF_2$ | 446 | 178,4 |
| HFE-356pcc3 | $CH_3OCF_2CF_2CHF_2$ | 413 | 165,2 |
| HFE-356mmz1 | $(CF_3)_2CHOCH_3$ | 14 | 0,56 |
| HFE-365mcf3 | $CF_3CF_2CH_2OCH_3$ | <1 | — |
| HFE-365mcf2 | $CF_3CF_2OCH_2CH_3$ | 58 | 23,2 |
| HFE-374pc2 | $CHF_2CF_2OCH_2CH_3$ | 627 | 250,8 |
| 4,4,4-Trifluorobutan-1-ol | $CF_3(CH_2)_2CH_2OH$ | <1 | — |
| 2,2,3,3,4,4,5,5-Octafluorocyclopentanol | $-(CF_2)_4CH(OH)-$ | 13 | 5,2 |
| HFE-43-10pccc124 (H-Galden 1040x, HG-11) | $CHF_2OCF_2OC_2F_4OCHF_2$ | 2 820 | 705 |
| HFE-449s1 (HFE-7100) | $C_4F_9OCH_3$ | 421 | 168,4 |
| n-HFE-7100 | n-$C_4F_9OCH_3$ | 486 | 194,4 |
| i-HFE-7100 | i-$C_4F_9OCH_3$ | 407 | 162,8 |
| HFE-569sf2 (HFE-7200) | $C_4F_9OC_2H_5$ | 57 | 22,8 |
| n-HFE-7200 | n-$C_4F_9OC_2H_5$ | 65 | 26 |
| i-HFE-7200 | i-$C_4F_9OC_2H_5$ | 44 | 17,6 |
| HFE-236ca12 (HG-10) | $CHF_2OCF_2OCHF_2$ | 5 350 | 1 337,5 |
| HFE-338pcc13 (HG-01) | $CHF_2OCF_2CF_2OCHF_2$ | 2 910 | 1 164 |
| 1,1,1,3,3,3-Hexafluoropropan-2-ol | $(CF_3)_2CHOH$ | 182 | 72,8 |
| HG-02 | $HF_2C–(OCF_2CF_2)_2–OCF_2H$ | 2 730 | 1 092 |
| HG-03 | $HF_2C–(OCF_2CF_2)_3–OCF_2H$ | 2 850 | 1 140 |
| HG-20 | $HF_2C–(OCF_2)_2–OCF_2H$ | 5 300 | 1 325 |

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| HG-21 | $HF_2C–OCF_2CF_2OC–F_2OCF_2O–CF_2H$ | 3 890 | 972,5 |
| HG-30 | $HF_2C–(OCF_2)_3–OCF_2H$ | 7 330 | 1 832,5 |
| 1-Éthoxy-1,1,2,2,3,3,3-heptafluoropropane | $CF_3CF_2CF_2OCH_2CH_3$ | 61 | 24,4 |
| Fluoroxène | $CF_3CH_2OCH=CH_2$ | <1 | — |
| 1,1,2,2-Tétrafluoro-1-(fluorométhoxy)éthane | $CH_2FOCF_2CF_2H$ | 871 | 348,4 |
| 2-Éthoxy-3,3,4,4,5-pentafluorotétrahydro-2,5-bis[1,2,2,2-tétrafluoro-1-(trifluorométhyl)éthyl]-furan | $C_{12}H_5F_{19}O_2$ | 56 | 22,4 |
| Fluoro(méthoxy)méthane | $CH_3OCH_2F$ | 13 | 0,52 |
| Difluoro(méthoxy)méthane | $CH_3OCHF_2$ | 144 | 57,6 |
| Fluoro(fluorométhoxy)méthane | $CH_2FOCH_2F$ | 130 | 52 |
| Difluoro(fluorométhoxy)méthane | $CH_2FOCHF_2$ | 617 | 246,8 |
| Trifluoro(fluorométhoxy)méthane | $CH_2FOCF_3$ | 751 | 300,4 |
| HG’-01 | $CH_3OCF_2CF_2OCH_3$ | 222 | 88,8 |
| HG’-02 | $CH_3O(CF_2CF_2O)_2CH_3$ | 236 | 94,4 |
| HG’-03 | $CH_3O(CF_2CF_2O)_3CH_3$ | 221 | 88,4 |
| HFE-329me3 | $CF_3CFHCF_2OCF_3$ | 4 550 | 1 137,5 |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,7-undécafluoroheptan-1-ol | $CF_3(CF_2)_4CH_2CH_2OH$ | <1 | — |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,8,8,9,9,9-pentadécafluorononan-1-ol | $CF_3(CF_2)_6CH_2CH_2OH$ | <1 | — |
| 3,3,4,4,5,5,6,6,7,7,8,8,9,9,10,10,11,11,11-Non-adécafluoroundécan-1-ol | $CF_3(CF_2)_8CH_2CH_2OH$ | <1 | — |
| 2-chloro-1,1,2-trifluoro-1-méthoxyéthane | $CH_3OCF_2CHFCl$ | 122 | 48,8 |
| PFPMIE (perfluoropolyméthylisopropyl éther) | $CF_3OCF(CF_3)CF_2OCF_2OCF_3$ | 9 710 | 1 942 |
| HFE-216 | $CF_3OCF=CF_2$ | <1 | — |
| Formate de trifluorométhyle | $HCOOCF_3$ | 588 | 235,2 |
| Formate de perfluoroéthyle | $HCOOCF_2CF_3$ | 580 | 232 |
| Formate de perfluoropropyle | $HCOOCF_2CF_2CF_3$ | 376 | 150,4 |
| Formate de perfluorobutyle | $HCOOCF_2CF_2CF_2CF_3$ | 392 | 156,8 |
| Formate de 2,2,2-trifluoroéthyle | $HCOOCH_2CF_3$ | 33 | 13,2 |
| Formate de 3,3,3-trifluoropropyle | $HCOOCH_2CH_2CF_3$ | 17 | 6,8 |
| Formate de 1,2,2,2-tétrafluoroéthyle | $HCOOCHFCF_3$ | 470 | 188 |
| Formate de 1,1,1,3,3,3-hexafluoropropan-2-yle | $HCOOCH(CF_3)_2$ | 333 | 133,2 |
| Acétate de perfluorobutyle | $CH_3COOCF_2CF_2CF_2CF_3$ | 2 | 0,08 |
| Acétate de perfluoropropyle | $CH_3COOCF_2CF_2CF_3$ | 2 | 0,08 |
| Acétate de perfluoroéthyle | $CH_3COOCF_2CF_3$ | 2 | 0,08 |
| Acétate de trifluorométhyle | $CH_3COOCF_3$ | 2 | 0,08 |
| Carbonofluoridate de méthyle | $FCOOCH_3$ | 95 | 38 |
| Carbonofluoridate de 1,1-difluoroéthyle | $FCOOCF_2CH_3$ | 27 | 10,8 |
| 2,2,2-trifluoroacétate de 1,1-difluoroéthyle | $CF_3COOCF_2CH_3$ | 31 | 12,4 |
| 2,2,2-trifluoroacétate d’éthyle | $CF_3COOCH_2CH_3$ | 1 | 0,04 |
| 2,2,2-Trifluoroéthyl 2,2,2-trifluoroacétate | $CF_3COOCH_2CF_3$ | 7 | 0,28 |

| Acronyme, nom commun ou nom chimique | Formule chimique | PRG de 100 ans | Incertitude |
|---|---|---|---|
| 2,2,2-trifluoroacétate de méthyle | $CF_3COOCH_3$ | 52 | 20,8 |
| 2,2-difluoroacétate de méthyle | $HCF_2COOCH_3$ | 3 | 0,12 |
| 2,2,2-trifluoroacétate de difluorométhyle | $CF_3COOCHF_2$ | 27 | 10,8 |
| 2,2,3,3,4,4,4-heptafluorobutan-1-ol | $C_3F_7CH_2OH$ | 34 | 13,6 |
| 1,1,2-trifluoro-2-(trifluorométhoxy)-éthane | $CHF_2CHFOCF_3$ | 1 240 | 496 |
| 1-éthoxy-1,1,2,3,3,3-hexafluoropropane | $CF_3CHFCF_2OCH_2CH_3$ | 23 | 9,2 |
| 1,1,1,2,2,3,3-heptafluoro-3-(1,2,2,2-tétrafluoroéthoxy)-propane | $CF_3CF_2CF_2OCHFCF_3$ | 6 490 | 1 298 |
| 2,2,3,3-tétrafluoro-1-propanol | $CHF_2CF_2CH_2OH$ | 13 | 0,52 |
| 2,2,3,4,4,4-hexafluoro-1-butanol | $CF_3CHFCF_2CH_2OH$ | 17 | 0,68 |
| 2,2,3,3,4,4,4-heptafluoro-1-butanol | $CF_3CF_2CF_2CH_2OH$ | 16 | 6,4 |
| 1,1,2,2-tétrafluoro-3-méthoxy-propane | $CHF_2CF_2CH_2OCH_3$ | <1 | — |
| perfluoro-2-méthyl-3-pentanone | $CF_3CF_2C(O)CF(CF_3)_2$ | <1 | — |
| 3,3,3-trifluoro-propanal | $CF_3CH_2CHO$ | <1 | — |
| 2-fluoroéthanol | $CH_2FCH_2OH$ | <1 | — |
| 2,2-difluoroéthanol | $CHF_2CH_2OH$ | 3 | 0,12 |
| 2,2,2-trifluoroéthanol | $CF_3CH_2OH$ | 20 | 8 |
| 1,1'-oxybis[2-(difluorométhoxy)-1,1,2,2-tétrafluoroéthane | $HCF_2O(CF_2CF_2O)_2CF_2H$ | 4 920 | 1 230 |
| 1,1,3,3,4,4,6,6,7,7,9,9,10,10,12,12-hexa-décafluoro-2,5,8,11-tétraoxadodécane | $HCF_2O(CF_2CF_2O)_3CF_2H$ | 4 490 | 1 122,5 |
| 1,1,3,3,4,4,6,6,7,7,9,9,10,10,12,12,13,13,15,15-eico-safluoro-2,5,8,11,14-pentaoxapentadécane | $HCF_2O(CF_2CF_2O)_4CF_2H$ | 3 630 | 907,5 |

# Annexe B Travaux contractuels antérieurs pour le modèle ACV des combustibles

1. *Étape clé 2 : Méthode pour les filières de combustibles fossiles et les intensités en carbone de base*
2. *Étape clé 3 : Méthode pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone et les intensités en carbone prédéfinies*

Les rapports techniques (étapes 2 et 3) présentés à l'annexe B sont des produits qui ont été élaborés par EarthShift Global, LLC sous contrat avec ECCC. Les rapports d'étape clé ont été soumis à ECCC pour répondre à l'élaboration des valeurs de base de l'IC des combustibles fossiles et des valeurs prédéfinies de l'IC des CFIC pour le projet de règlement dans le cadre du contrat de modélisation de l'ACV des combustibles.

Les rapports présentent la méthode et les sources de données utilisées pour développer diverses filières de combustibles et les valeurs de base de l'IC qui en résultent pour les combustibles fossiles et les IC des CFIC produits au Canada. Tous les calculs techniques et la modélisation utilisés pour développer les différentes filières de combustibles et les intensités en carbone associées ont été réalisés par le contractant EarthShift Global, LLC.

# Étape clé 2 – Rapport final
# Numéro de l'appel d'offres : 5000038224

# Étape clé 2 : Méthodologie pour les filières de combustibles fossiles et intensités en carbone de base qui en résultent

31 mars 2020

*Présenté à :*
**Environnement et Changement climatique Canada (ECCC)**
Gatineau (QC)

*Présenté par :*
**EarthShift Global LLC.**
37, route 236, bureau 112
Kittery (Maine) 03904
www.earthshiftglobal.com

**WSP USA Inc.**
One Penn Plaza
2e étage
New York (New York) 10119
https://www.wsp.com/en-US

**Introspective Systems**
148, rue Middle, bureau 1D
Portland (Maine) 04101
www.introspectivesystems.com

# Table des matières

**Glossaire** ..... **xi**

**Unités** ..... **xv**

**Renseignements importants sur les valeurs intermédiaires de l'intensité en carbone** ..... **1**

**1. Résumé** ..... **2**

**2. Introduction** ..... **6**

**3. Définition des objectifs et de la portée de l'étude** ..... **8**

3.1 Fonction ..... 8

3.2 Unité fonctionnelle ..... 8

3.3 Limites du système ..... 9

3.4 Description du système de production de combustibles ..... 9

3.5 Critères de coupure ..... 24

3.6 Processus exclus ..... 24

3.7 Hypothèses ..... 25

3.8 Affectation de coproduits ..... 27

3.9 Méthode d'évaluation de l'impact ..... 29

3.10 Limites de l'étude ..... 30

3.11 Limites de la méthodologie de l'ACV ..... 30

**4. Inventaire du cycle de vie** ..... **30**

4.1 Collecte des données de l'ICV ..... 30

4.2 Données de l'inventaire du cycle de vie ..... 31

4.3 Exigences relatives à la qualité des données ..... 32

4.4 Approche de modélisation et calcul de l'intensité en carbone pour les combustibles fossiles ..... 34

4.5 Matières premières de pétrole brut ..... 39

4.6 Raffinage du pétrole brut et produits et mélange de pétrole brut ..... 51

4.7 Coke de pétrole ..... 81

4.8 Combustibles gazeux ..... 96

4.9 Modes de transport communs ..... 130

4.10 Combustion ..... 134

4.11 Quantification de la qualité des données et de l'incertitude ..... 136

**5. Interprétation** ..... **138**

5.1 Interprétation ..... 138

5.2 Qualité des données ..... 138

5.3 Conclusions et recommandations ..... 147

**6. Bibliographie** ..... **149**

**Annexe A. Sommaires des sources de données** ..... **161**

**Annexe B. Données sur les prix** ..... **164**
**Annexe C. Intensités de l'électricité selon l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres** ..... **166**
**C1. Approche** ..... **166**
**C2. Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, partie 3** ..... **166**
**C3. Outil interne d'ECCC** ..... **167**
C 3.1. Champ d'application ..... 167
C 3.2. Sources de données ..... 169
C 3.3. Méthodologie ..... 169
**Annexe D. Outil d'inventaire des émissions des navires (OIEN) du Canada pour 2015** ..... **170**
D 1. Approche ..... 170
D 2. Contexte ..... 170
D 3. Limites ..... 170
D 4. Sources d'émissions ..... 171
D 5. Carburants marins ..... 171
D 6. Méthode générale de calcul des émissions ..... 171
D 7. Sources de données ..... 173
**Annexe E. Données à l'appui des décisions relatives aux critères d'élimination** ..... **174**
**Annexe F. Sommaire des résultats liés à l'intensité en carbone des combustibles fossiles** ..... **177**
**Annexe G. Résumé des réponses au comité d'examen critique** ..... **178**

## Liste des figures

Figure 1: Diagramme de processus général montrant les voies typiques pour les combustibles gazeux, liquides et solides (boîtes bleues) et les carburants qui en découlent (boîtes blanches). Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières de combustibles gazeux, liquides et solides. À noter que les voies spéciales et les autres coproduits ne sont pas représentés. ..... 3
Figure 2: Diagramme de processus général montrant les voies typiques pour les combustibles gazeux, liquides et solides (boîtes bleues) et les carburants qui en découlent (boîtes blanches). Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières de combustibles gazeux, liquides et solides. À noter que les voies spéciales et les autres coproduits ne sont pas représentés ci-dessus. ..... 11
Figure 3. Exportations canadiennes de gaz naturel par volume (en milliards de mètres cubes) et par région montrant les principaux points de passage à la frontière (Office national de l'énergie, 2018g). ..... 14
Figure 4. Emplacements des gazoducs réglementés par l'ONE au Canada (Régie de l'énergie du Canada, 2016a) ..... 15
Figure 5. Principales régions productrices de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (Régie de l'énergie du Canada, 2016b). ..... 16
Figure 6. Gisements de charbon canadiens répartis par type de charbon et par province (Höök et coll., 2008) ..... 22
Figure 7. Emplacements des centrales électriques au charbon au Canada en 2015, y compris les centrales qui ont été fermées, converties et démolies. (Institut Broadbent, 2015) ..... 23
Figure 8 : Diagramme de processus itératif pour la modélisation des combustibles fossiles ..... 36
Figure 9. Représentation schématique d'un module de processus générique (niveau 2) utilisé pour établir des modèles de filières de combustibles. ..... 37
Figure 10 : Limites du système pour les matières premières de pétrole brut montrant les voies normales, de l'extraction au raffinage, à la distribution et à la combustion (ouest et centre du Canada). ..... 40
Figure 11 : Limites du système pour les matières premières de pétrole brut montrant les voies normales, de l'extraction au raffinage, à la distribution et à la combustion (est du Canada). ..... 40
Figure 12 : Intensité de référence des émissions de GES pour les produits pétroliers dans les raffineries américaines (Elgowainy et coll., 2014) ..... 56
Figure 13 : Carte des pipelines de liquides au Canada (et de certains pipelines aux États-Unis) (Source : Pipeline Education – Energy Education) ..... 64
Figure 14 : Voies de production et de modélisation pour la filière du coke de pétrole. La filière moyenne pour le coke de pétrole correspond à la somme des IC de la production et des IC en aval. Le coke de pétrole d'usine de valorisation qui est stocké est traité comme un déchet. ..... 82
Figure 15 : Diagramme de processus général pour la filière du coke de pétrole après sa production au Canada. Le coke de pétrole de raffinerie (C) est combiné à la fraction des coproduits du coke de pétrole d'usine de valorisation (B) avant le transport, la distribution et la combustion. ..... 84
Figure 16 : Limites du système et flux de processus permettant de calculer l'intensité en carbone de base de 2016 pour le charbon thermique canadien. ..... 91

Figure 17 : Diagramme de processus général sur la production de gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada, y compris l'extraction, le traitement, le transport, la distribution et la combustion. ....97
Figure 18 : Approche de modélisation pour la production de gaz naturel en Alberta. ....99
Figure 19 : Approche de modélisation pour le gaz naturel de la Colombie-Britannique. ....100
Figure 20 : Approche de modélisation pour le gaz naturel moyen au Canada. ....101
Figure 21 : Flux des produits de gaz naturel, de l'extraction jusqu'au marché, pour le secteur des LGN et du gaz naturel de l'Alberta (AER, 2019c). ....113
Figure 22 : Les gazoducs s'étendent partout au Canada et jusqu'aux États-Unis. (Source : Pipeline Education) ....121
Figure 23 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à l'inventaire du cycle de vie pour l'IC des combustibles, du berceau à la porte du consommateur. ....143
Figure 24 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à l'inventaire du cycle de vie, pour l'IC des combustibles, du berceau à la combustion. ....144
Figure 25 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à la fois à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation de l'intensité en carbone, pour l'IC des combustibles, du berceau à la porte du consommateur. ....145
Figure 26 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à la fois à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation de l'intensité en carbone, pour l'IC des combustibles, du berceau à la combustion. ....146

## Liste des tableaux

Tableau 1: Intensités en carbone pour tous les combustibles, du DBPC et du DBC [g d'éq. $CO_2$/PCS MJ] ..... 4
Tableau 2: Résumé des filières de combustibles fossiles au Canada qui seront incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. ..... 10
Tableau 3: Production de gaz naturel commercialisable au Canada par province, de 2014 à 2018 (1 000 $m^3$/jour). ..... 13
Tableau 4: Production totale de gaz naturel commercialisable au Canada en 2016, ventilée par province et exprimée en volume, en masse et en énergie (PCS). ..... 13
Tableau 5: Résumé des importations et des exportations canadiennes de gaz naturel de 2012 à 2017, exprimées en volume total (en milliards de mètres cubes) (Office national de l'énergie, 2018g) ..... 14
Tableau 6: Pourcentage de contribution par type d'extraction pour la production canadienne de gaz naturel de 2014 à 2017 (adapté de l'ONE, 2018f). ..... 17
Tableau 7: Résumé de la production canadienne de gaz naturel par région de production de 2014 à 2018, exprimée en pourcentage de contribution à la production totale par volume (ONE, 2018f). ..... 17
Tableau 8: Production canadienne de propane par province de 2014 à 2018, exprimée en milliers de mètres cubes par jour (source : ONE, 2018i). ..... 18
Tableau 9: Aperçu de l'industrie canadienne du propane en 2016. ..... 18
Tableau 10: Approvisionnement et utilisation du coke de pétrole produit dans les raffineries canadiennes de 2013 à 2017, exprimés en fonction de la production annuelle ($m^3$) et des parts provinciales (%) lorsque les données sont disponibles* (Statistique Canada, 2018). ..... 20
Tableau 11: Résumé de la production et de l'utilisation du coke de pétrole valorisé au Canada de 2013 à 2017, Alberta (1 000 t) (Alberta Energy Regulator, 2016, 2015, 2014, 2013). ..... 20
Tableau 12: Production canadienne de charbon en tonnes métriques pour 2016, ventilée par type et incluant la production intérieure, les exportations et les importations (ONE, 2018f). ..... 23
Tableau 13: Facteurs de caractérisation des émissions de GES utilisés pour calculer les IC des combustibles fossiles ..... 29
Tableau 14: Importations de pétrole brut au Canada ..... 41
Tableau 15: IC moyenne du pétrole brut importé ..... 41
Tableau 16: Paramètres de production et d'exploitation des installations ..... 44
Tableau 17: Combinaisons des variations régionales et technologiques représentant l'extraction et le prétraitement au Canada ..... 45
Tableau 18: Facteurs d'émission du réseau de 2016 utilisés pour chacune des trois régions ..... 46
Tableau 19: Production annuelle estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada en 2016 ..... 46
Tableau 20: Production par groupe de processus pour les matières premières mélangées de l'Est et de l'Ouest/du Centre (en millions de barils, 2016) ..... 47
Tableau 21: Production, exportations et importations de pétrole brut en 2016 ..... 48
Tableau 22 : Couverture des paramètres pondérés en fonction du volume de production pour chaque groupe (processus de niveau 2) ..... 49
Tableau 23: Paramètres par défaut utilisés dans le modèle OPGEE ..... 50
Tableau 24: Résultats du modèle pour les intensités en carbone de l'extraction et du prétraitement (par MJ, des matières premières jusqu'au raffinage) ..... 51

Tableau 25: Proportion de chaque type de produit/processus en amont par région canadienne .....51
Tableau 26: Correspondance entre les produits de raffinerie de WM et les différents produits du PRELIM .....53
Tableau 27: Intensités en carbone de l'électricité dans les provinces canadiennes (unités exprimées en t d'éq. $CO_2$/GWh) (voir l'annexe C pour connaître les méthodes de calcul et les sources des IC).....53
Tableau 28: Regroupement des raffineries (nom de la raffinerie, province).....55
Tableau 29: Analyse des importations vers les raffineries.....55
Tableau 30: Mélange de matières premières pour le raffinage.....55
Tableau 31: Production moyenne pondérée de combustibles pour l'est et l'ouest du Canada et moyenne (MJ de pétrole brut requis pour produire 1 MJ de différents produits) .....55
Tableau 32: Moyenne pondérée (en milliers de barils/jour) .....59
Tableau 33: Correspondance entre les sources de données de WM et d'AFARA et le PRELIM en ce qui a trait aux types de pétrole brut.....60
Tableau 34: Rapports de masse des analyses de pétrole brut et volume d'approvisionnement final par raffinerie et région d'agrégation*.....62
Tableau 35: Comparaison des besoins en énergie pour le modèle des pipelines de pétrole brut avec des modèles semblables. .....65
Tableau 36: Consommation d'énergie et émissions pour le transport par pipeline de pétrole brut (autre que le bitume), par baril/km de transport.....65
Tableau 37: Tableau sommaire des données sur les activités .....66
Tableau 38: Distances et méthodes de transport du pétrole brut extrait jusqu'aux raffineries....67
Tableau 39: Distances de transport pour livrer les produits raffinés au marché (par camion)....67
Tableau 40: Part de combustibles raffinés disponibles découlant des importations au Canada en 2016 (Statistique Canada, 2019a).....68
Tableau 41: IC moyenne pondérée des raffineries (g d'éq. $CO_2$/MJ).....69
Tableau 42: Comparaison des IC des raffineries (g d'éq. $CO_2$/MJ) .....69
Tableau 43: Comparaison des IC, du berceau à la combustion (g d'éq. $CO_2$/MJ) .....70
Tableau 44: Intensités en carbone des combustibles fossiles (g d'éq. $CO_2$/PCS MJ).....71
Tableau 45: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone de l'essence.....72
Tableau 46: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du diesel .....73
Tableau 47: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du kérosène.....74
Tableau 48: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du carburant aviation ...75
Tableau 49: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout lourd .....76
Tableau 50: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout léger .....77
Tableau 51: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout pour poêles 79
Tableau 52: Composition et teneur en énergie du coke de pétrole.....83
Tableau 53: Consommation de coke de pétrole au Canada par industrie .....85
Tableau 54: Distances de transport estimées pour le coke de pétrole au Canada .....86
Tableau 55: Intensité en carbone du coke de pétrole moyen au Canada, arrondie à deux chiffres significatifs. Le calcul de ces valeurs est présenté dans les sections 4.5.2 et 4.6.1. .....87
Tableau 56: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le coke de pétrole moyen au Canada en 2016, arrondis à deux chiffres significatifs.....87

Tableau 57: Comparaison des valeurs de l'intensité en carbone pour le coke de pétrole, de l'extraction au consommateur (précombustion), calculées dans la présente étude avec celles d'autres calculateurs (g d'éq. $CO_2$/MJ) ....88
Tableau 58: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du coke de pétrole moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....88
Tableau 59: Hypothèses relatives à la demande d'énergie thermique et à l'offre de charbon pour les provinces canadiennes ayant des centrales électriques au charbon (demande d'énergie thermique adaptée de Statistique Canada (2019), autres valeurs calculées). ....92
Tableau 60: Données de l'inventaire du cycle de vie des opérations minières moyennes au Canada, exprimées par MJ de charbon extrait et traité, ventilées par province et type de charbon. (Adapté de l'étude de Cheminfo Services Inc. et de Clearstone Engineering Ltd., 2014). ....93
Tableau 61: Distances de transport par train et par camion pour la livraison du charbon au Canada, de l'extraction à la centrale thermique. ....94
Tableau 62: Résumé des émissions de combustion découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales thermiques canadiennes, exprimées par MJ de charbon brûlé (adapté du document d'ECCC, 2018b). ....94
Tableau 63: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le charbon moyen au Canada en 2016, exprimés en kg d'éq. $CO_2$ par MJ de charbon, du berceau à la porte du consommateur, et par MJ de charbon brûlé. ....95
Tableau 64: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du charbon moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....95
Tableau 65: Moyennes de la composition du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique pour 2017. ....104
Tableau 66: Résumé des sources de données pour la modélisation de l'extraction du gaz naturel. ....105
Tableau 67: Émissions de GES provenant de l'évacuation et du torchage pendant les activités de complétion et de reconditionnement de puits, par type de ressource et province pour la production de 2016. Les émissions sont exprimées en g/MJ de gaz naturel commercialisable pour chaque type d'émission. ....108
Tableau 68: Émissions de GES associées aux activités de déchargement de liquides, aux dispositifs pneumatiques, aux réservoirs d'eau produite et aux émissions fugitives pendant l'extraction du gaz naturel, par type de ressource et province pour la production de 2016. ....109
Tableau 69: Résumé de la modélisation et des sources de données pour le traitement du gaz naturel. ....114
Tableau 70: Consommation d'énergie et émissions découlant des activités de collecte de gaz naturel et des batteries de réservoirs en 2016, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit (adapté de l'étude de Clearstone Engineering Ltd., 2014). On suppose que les données d'exploitation sont équivalentes pour l'Alberta et la Colombie-Britannique, à l'exception des émissions fugitives, qui sont présentées séparément pour la Colombie-Britannique. ....115

Tableau 71: Consommation d'énergie et émissions pour divers types d'usines de traitement du gaz naturel, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit. On suppose que les données d'exploitation sont équivalentes pour l'Alberta et la Colombie-Britannique, à l'exception des émissions fugitives, qui sont présentées séparément pour la Colombie-Britannique. Les ratios d'affectation des coproduits sont indiqués pour chaque type d'usine en fonction de la teneur en énergie des coproduits. ....116
Tableau 72: Consommation d'énergie et émissions pour divers types d'usines de traitement du gaz naturel, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit. ....117
Tableau 73: Répartition des installations de production de propane et contribution à la production provinciale de propane en 2016 (selon le rapport ST50 de l'AER), y compris l'affectation de l'énergie au propane par installation. ....118
Tableau 74: Comparaison des besoins en énergie du modèle des gazoducs avec des modèles similaires. ....120
Tableau 75: Émissions déclarées en 2016 pour le transport et la distribution ....121
Tableau 76: Consommation d'énergie et émissions pour le transport de gaz naturel par gazoduc, exprimées par tonne-mille de transport. ....122
Tableau 77: Distance approximative de transport du gaz naturel pour la production dans la province. ....122
Tableau 78: Distance approximative de transport du gaz naturel importé. ....123
Tableau 79: Intensité en carbone du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, moyenne provinciale du puits à la porte de l'usine de traitement pour l'Alberta et la Colombie-Britannique. ....124
Tableau 80: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le gaz naturel moyen répondant aux spécifications des gazoducs au Canada en 2016. ....124
Tableau 81: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....125
Tableau 82: Résultats liés à l'intensité en carbone du propane moyen au Canada en 2016, exprimés en fonction d'un MJ d'énergie provenant du propane, selon le PCS. ....125
Tableau 83: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du propane moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....126
Tableau 84: Résultats liés à l'intensité en carbone du GNC moyen au Canada en 2016. ....126
Tableau 85: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du GNC moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....127
Tableau 86: Résultats liés à l'intensité en carbone du GNL moyen au Canada en 2016. ....127
Tableau 87: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du GNL moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés. ....128

Tableau 88: Comparaison des valeurs de l'intensité en carbone pour les combustibles gazeux, de l'extraction au consommateur (précombustion), établies dans la présente étude avec celles tirées de la documentation ....129
Tableau 89: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport ferroviaire avec des modèles similaires. ....131
Tableau 90: Consommation de carburant des trains de marchandises au Canada, par année ....131
Tableau 91: Consommation d'énergie et émissions pour le transport ferroviaire, exprimées par tkm de transport ....131
Tableau 92: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport par camion avec des modèles similaires. ....132
Tableau 93: Consommation d'énergie et émissions pour le transport par camion, exprimées par tkm de transport ....133
Tableau 94: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport par pétrolier avec des modèles similaires. ....133
Tableau 95: Consommation d'énergie et émissions pour le transport international par pétrolier, exprimées par tkm de transport ....134
Tableau 96: Consommation d'énergie et émissions pour le transport côtier par pétrolier, exprimées par tkm de transport ....134
Tableau 97: Résumé des facteurs d'émission de GES des combustibles fossiles utilisés pour calculer l'intensité en carbone (Source : RIN du Canada, 2019). ....135
Tableau 98: Pouvoirs calorifiques et densité des combustibles fossiles ....136
Tableau 99: Émissions de combustion des combustibles fossiles ....136
Tableau 100: Évaluation de la qualité des données ....139
Tableau 101: Paramètres économiques du PRELIM concernant les coproduits du raffinage du pétrole brut, exprimés en dollars canadiens. ....165
Tableau 102: Fabrication de tous les autres produits du pétrole et du charbon, contribution aux répercussions totales du secteur ....174
Tableau 103: Distribution de gaz naturel, contribution aux répercussions totales ....174
Tableau 104: Raffineries de pétrole, contribution aux répercussions totales ....175
Tableau 105: Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base (y compris la production d'éthanol), contribution aux répercussions totales ....175
Tableau 106: Raffinage et mélange d'huiles et de graisses, contribution aux répercussions totales ....176

## Glossaire

| Terminologie générale | |
|---|---|
| **Analyse Monte-Carlo** | Offre un traitement probabiliste de l'incertitude associée aux données de l'ACV à l'aide de simulations Monte-Carlo comportant de nombreuses étapes, pour lesquelles des valeurs sont échantillonnées aléatoirement à partir des renseignements sur l'incertitude (p. ex. valeurs minimales/maximales, médiane/écart-type, etc.) associés à chaque entrée d'inventaire, paramètre et/ou facteur de caractérisation, selon la distribution associée à cette valeur. |
| **Base de données** | Un système d'archivage dans l'outil qui recueille les filières, les processus unitaires d'arrière-plan et de soutien, les facteurs de caractérisation, les métadonnées des filières, les métadonnées des utilisateurs et d'autres informations, selon les besoin. |
| **Bibliothèque** | Ensemble d'informations contenues dans la base de données et accessibles à tous les utilisateurs, mais modifiables uniquement par ECCC et/ou ses sous-traitants. Comprend les filières et les autres processus unitaires et les facteurs de caractérisation, par exemple. |
| **Carburant aviation ou carburéacteur** | Le carburéacteur se compose d'un mélange de 5 à 16 atomes de carbone par molécule, selon le type de carburéacteur, et a un PCS de 46,31 MJ/kg et une densité de 7 998 g/gal. |
| **Charbon** | Le charbon est un combustible solide composé principalement de carbone et ayant des quantités variables d'autres éléments, comme l'hydrogène, le soufre, l'oxygène et l'azote, et un PCS d'environ 24 MJ/kg, selon sa composition. |
| **Coke de pétrole** | Le coke de pétrole, riche en carbone, est un résidu solide du processus de raffinage du pétrole qui découle soit du processus final de craquage consistant à diviser les hydrocarbures à longue chaîne du pétrole en chaînes plus courtes, soit de la production de pétrole brut synthétique à partir du bitume des sables bitumineux. Il a un PCS d'environ 31,31 MJ/kg, selon la composition. |
| **Coproduit** | Produit qui est créé à partir de toute production ou tout procédé agricole, y compris la sylviculture, l'aquaculture, qui n'est pas le principal moteur économique de l'activité. Il peut s'agir de deux ou plusieurs produits provenant du même processus unitaire ou du même système de produits. On peut citer comme exemples les épis et les spathes de maïs (cannes) coproduits avec le maïs, la glycérine qui est produite en tant que coproduit de l'estérification du biodiesel, et le fourrage animal (aliments pour animaux) produit en même temps que la fermentation d'éthanol et d'autres alcools. |
| **Déchet** | Substances ou objets dont le détenteur a l'intention ou l'obligation de se défaire. |

| | |
|---|---|
| **Diesel** | Le diesel est un carburant composé d'un mélange de chaînes de carbone comportant de 9 à 25 atomes de carbone par molécule, dont le PCS est de 45,77 MJ/kg et la densité est de 3 206 g/gal. |
| **Essence** | L'essence est un carburant composé d'un mélange homogène d'hydrocarbures comportant de 4 à 12 atomes de carbone par molécule, dont le PCS est de 46,54 MJ/kg et la densité est de 2 836 g/gal. Bien que l'essence vendue aux consommateurs au Canada soit habituellement mélangée à de l'éthanol, le présent rapport ne fait référence qu'à de l'essence « pure » et n'inclut pas le mélange avec de l'éthanol dans les calculs de l'intensité en carbone. |
| **Facteur de caractérisation** | Quantité scalaire, ou facteur de pondération, indiquant le potentiel de gaz à effet de serre (ou potentiel de réchauffement global, PRG) d'une émission. Un terme général qui peut également faire référence aux facteurs d'échelle associés à d'autres impacts potentiels. |
| **Filière de base** | Filières du diesel et de l'essence au Canada que la Norme sur les combustibles propres utilise pour les valeurs de l'intensité en carbone de base. Ces filières sont intégrées dans l'outil de modélisation de l'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles et utilisées pour une analyse complémentaire. |
| **Gaz naturel comprimé** | Le GNC est du méthane stocké à haute pression qui peut remplacer l'essence, le diesel ou le gaz de pétrole liquéfié et qui a un PCS de 52,23 MJ/kg. |
| **Gaz naturel liquéfié** | Le GNL est un gaz naturel composé principalement de méthane auquel s'ajoute un peu d'éthane et qui a été refroidi pour former un liquide, ce qui facilite le transport et le stockage sécuritaires d'un combustible non pressurisé, et qui a un PCS de 52,23 MJ/kg. |
| **Intensité en carbone, du berceau à la combustion** | Gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère en raison de la production et du traitement d'un combustible, de sa livraison au consommateur et de sa combustion. Les émissions de combustion propres à la technologie sont prises en compte, mais l'efficacité de la combustion et toute perte d'énergie supplémentaire sont exclues de la portée de l'intensité en carbone ainsi définie. |
| **Intensité en carbone, du berceau à la porte consommateur** | Gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère en raison de la production et du traitement d'un combustible et de sa livraison au consommateur. Dans ce contexte, les émissions attribuables à la combustion ne sont pas incluses. |
| **Mazout léger** | Également connu sous le nom de mazout résiduaire, le mazout léger a un PCS de 44 MJ/kg et une densité de 0,96 kg/L. |
| **Mazout lourd** | Le mazout lourd est du mazout qui contient du pétrole (ou de l'huile) résiduaire provenant de la distillation du pétrole et a un PCS de 41,8 MJ/kg et une densité de 0,98 kg/L. |

| | |
|---|---|
| **Mazout pour poêles** | Également connu sous le nom de mazout n° 1, il s'agit d'un distillat volatil conçu pour les brûleurs à vaporisation, dont le PCS est de 46,2 MJ/kg et la densité est de 0,795 g/cm$^3$. |
| **Métadonnées** | Renseignements sur une filière ou un utilisateur qui sont utiles pour assurer la transparence, la traçabilité et la vérifiabilité et/ou qui facilitent les calculs de l'intensité en carbone. |
| **Méthode d'évaluation de l'impact** | Ensemble particulier de facteurs de caractérisation. |
| **Nouvelle filière de combustibles à faible intensité en carbone** | Filière créée par un utilisateur de l'outil. |
| **Processus unitaires d'arrière-plan et de soutien** | Matériaux et énergie utilisés dans le cadre d'une filière, notamment des engrais, des produits chimiques et, de l'électricité d'un réseau de distribution régional. Ces processus unitaires seront disponibles dans l'outil pour être visualisés et utilisés dans de nouvelles filières. |
| **Propane** | Le propane est un alcane à trois atomes de carbone dont la formule chimique est $C_3H_8$ et qui a un PCS de 50,24 MJ/kg et une densité de 1 920 g/gal. |
| **Sous-produit** | Sous-ensemble de coproduits, les sous-produits n'ont en général pas de valeur économique et sont traités comme des déchets. |
| **Terminologie propre à la production de combustibles** | |
| **% en poids** | Pourcentage en poids |
| **5RE GIEC** | 5$^e$ rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| **ACV** | Analyse du cycle de vie |
| **AER** | Alberta Energy Regulator |
| **CHOPS** | Production à froid de pétrole lourd avec sable (Cold heavy oil production with sand) |
| **DBC** | Du berceau à la combustion |
| **DBPC** | Du berceau à la porte du consommateur |
| **Densité API** | Densité du pétrole brut établie par l'American Petroleum Institute |
| **DGMV** | Drainage par gravité au moyen de vapeur |
| **Dilbit, bitume dilué** | Diluant combiné à du bitume |
| **GCR** | Gaz de combustion de raffinerie |
| **GES** | Gaz à effet de serre |
| **GN** | Gaz naturel |
| **GNC** | Gaz naturel comprimé |

| | |
|---|---|
| **GNL** | Gaz naturel liquéfié |
| **GPL** | Gaz de pétrole liquéfié |
| **IC** | Intensité en carbone |
| **LGN** | Liquides de gaz naturel |
| **MH** | Méthane de houille |
| **Modèle GREET** | Modèle d'évaluation des gaz à effet de serre, des émissions réglementées et de l'utilisation de l'énergie dans les transports |
| **OPGEE** | *Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator* (estimateur des émissions de gaz à effet de serre de la production pétrolière) |
| **PBS** | Pétrole brut synthétique |
| **PCI** | Pouvoir calorifique inférieur |
| **PCS** | Pouvoir calorifique supérieur |
| **PRELIM** | *Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model* (modèle d'inventaire du cycle de vie des raffineries de pétrole) |
| **RCN** | Reformage catalytique du naphta |
| **REP** | Ratio eau-pétrole |
| **RVP** | Ratio vapeur-pétrole |
| **SCV** | Stimulation cyclique par la vapeur |

## Unités

| Unité | Description | Conversions |
|---|---|---|
| **baril.km** | baril-kilomètre | 0,16 $m^3$.km |
| **BTU** | unité thermique britannique | 0,001056 MJ |
| **GWh** | gigawattheure | 1 000 000 Wh |
| **kg** | kilogramme | 1 000 g |
| **km** | kilomètre | 1 000 m |
| **kWh** | kilowattheure | 1 000 Wh |
| **L ou l** | litre | 0,001 $m^3$ |
| **mille** | mille | 1 609,35 m |
| **MJ** | mégajoule | 1 000 000 J |
| **t** | tonne | 1 000 000 g |
| **tkm** | tonne-kilomètre | 1 000 kg.km |
| **Wh** | wattheure | 3 600 MJ |

## Renseignements importants sur les valeurs intermédiaires de l'intensité en carbone

Les valeurs de l'intensité en carbone présentées dans le rapport sont cumulatives, et ce, de l'extraction des matières premières au procédé indiqué (du berceau à la porte). Par exemple, le procédé « du brut à la raffinerie » comprend à la fois l'IC pour l'extraction du pétrole brut et l'IC pour le transport à la raffinerie. De même, l'IC pour chaque type de produits des raffineries (p. ex. diesel) comprend toutes les émissions en amont (extraction, transport, raffinage). Pour cette raison, la somme des valeurs de l'IC pour chaque procédé intermédiaire donnera une IC totale supérieure aux valeurs finales de l'IC calculées dans la présente étude.

# 1. Résumé

Dans le cadre des efforts de recherche visant à appuyer la mise en œuvre de la Norme sur les combustibles propres (NCP), Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a commandé le présent projet d'analyse du cycle de vie (ACV) pour : 1) quantifier les intensités en carbone (IC) de base pour les combustibles fossiles liquides, gazeux et solides produits au Canada; 2) quantifier les IC par défaut pour les combustibles liquides, solides et gazeux à faible intensité en carbone produits au Canada; 3) concevoir un outil de modélisation de l'ACV des combustibles pouvant être utilisé par les producteurs canadiens de combustibles et les intervenants pour quantifier les IC du cycle de vie des combustibles à faible intensité en carbone en vue de la création potentielle d'unités de conformité dans le cadre de la NCP (ECCC, 2018a). L'IC d'un combustible est une représentation quantitative des émissions totales de GES du cycle de vie (exprimées en kg d'équivalent $CO_2$) qui sont rejetées pendant l'extraction, le traitement, le transport et la combustion du combustible.

Le projet comprend quatre étapes clés ou jalons :

- Étape clé 1 – Élaboration du modèle conceptuel;
- Étape clé 2 – Méthodologie pour les filières de combustibles fossiles et valeurs d'intensité en carbone de base qui en résultent;
- Étape clé 3 – Méthodologie pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone et valeurs d'intensité en carbone par défaut qui en résultent;
- Étape clé 4 – Élaboration de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et des documents connexes.

Les travaux relatifs à l'étape clé 1 du projet ont été achevés en janvier 2019 et sont résumés dans un rapport présenté à ECCC (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). Les travaux liés à l'étape clé 2 du projet ont été terminés en mai 2019, et le présent rapport fournit un résumé détaillé des activités réalisées pour mettre à jour les travaux de l'étape clé 2, qui consistait à établir la méthodologie et les IC de base pour les filières de combustibles fossiles en 2016. Le rapport comprend des renseignements détaillés sur les méthodes de modélisation, les sources de données, les filières de combustibles et les résultats relatifs aux IC, ainsi qu'une présentation des données relatives à l'incertitude et aux limites des IC de base des combustibles fossiles. Le rapport vise à communiquer de façon claire et transparente la façon dont les IC des combustibles canadiens ont été calculées, les IC qui en ont résulté et l'analyse de l'incertitude menée quant aux données de l'inventaire de base et à la méthode d'évaluation de l'impact.

Les méthodes d'ACV utilisées pour déterminer les valeurs d'IC de base de 2016 pour les combustibles fossiles canadiens étaient conformes aux normes ISO 14040 et 14044 relatives aux ACV, mais se limitaient à la seule catégorie des répercussions des changements climatiques. Les limites du système et le résumé des filières de combustibles modélisées sont présentés dans la figure 1 ci-dessous. Dans la mesure du possible, on a utilisé les données propres au Canada qui reflètent les activités de production de combustibles fossiles en 2016.

Pour les combustibles liquides, la version 2.0 du modèle *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator* (estimateur des émissions de gaz à effet de serre de la production pétrolière – OPGEE) a été utilisée pour estimer les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut. La version 1.4 du *Petroleum Refinery*

*Life Cycle Inventory Model* (modèle d'inventaire du cycle de vie des raffineries de pétrole – PRELIM) a également été utilisée pour modéliser une représentation en masse et en énergie du processus de raffinage. Ces deux modèles sont uniques, en ce sens qu'ils permettent de modéliser en détail les processus respectifs d'une installation ou d'une raffinerie en particulier. En ce qui concerne l'extraction, le prétraitement et le raffinage du pétrole brut, les modèles OPGEE et PRELIM ont servi à calculer les IC de ces activités à l'aide de données qui reflètent les technologies actuellement utilisées au Canada. Les émissions de GES provenant du transport et de la distribution de matières premières et de combustibles ont été modélisées au moyen d'une combinaison de données canadiennes, de documents publiés et des meilleures données de substitution disponibles.

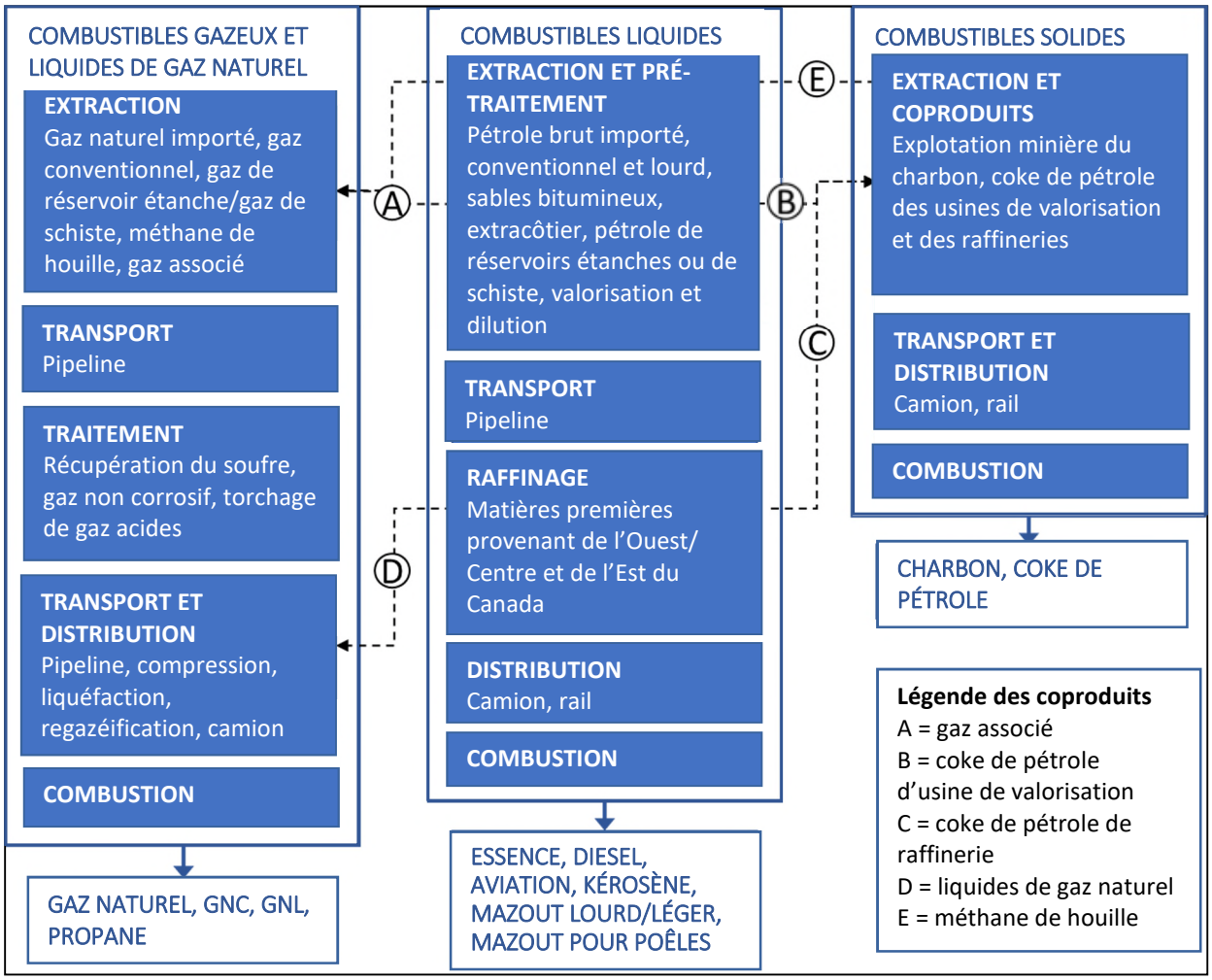



**Figure 1: Diagramme de processus général montrant les voies typiques pour les combustibles gazeux, liquides et solides (boîtes bleues) et les carburants qui en découlent (boîtes blanches). Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières de combustibles gazeux, liquides et solides. À noter que les voies spéciales et les autres coproduits ne sont pas représentés.**

Les IC pour les combustibles gazeux ont été calculées selon une moyenne pondérée en fonction de la production de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique et de gaz naturel importé des États-Unis. Le calcul des valeurs de l'IC pour les combustibles gazeux était fondé sur l'approche utilisée dans l'étude du National Energy Technology Laboratory (NETL) sur la

production de gaz naturel aux États-Unis et comprenait l'utilisation de données régionales sur la composition du gaz naturel pour calculer les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives et modéliser le type et l'ampleur du traitement et de la purification nécessaires pour convertir le gaz brut compte tenu des spécifications des gazoducs.

L'IC du coke de pétrole a été modélisée à partir des résultats des modèles OPGEE et PRELIM afin de refléter la quantité de coke de pétrole produite et utilisée au cours des procédés de valorisation et de raffinage.

On s'est efforcé de modéliser de façon uniforme tous les combustibles malgré les différences dans les outils et les données disponibles. Par exemple, le gaz naturel a été modélisé en fonction des différentes compositions de gaz, et il existe différents types de pétrole brut ayant différentes qualités pour la production de combustibles liquides. Les IC pour tous les combustibles, du berceau à la porte du consommateur (DBPC) et du berceau à la combustion (DBC), exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ [pouvoir calorifique supérieur (PCS) du combustible], sont présentées dans le tableau 1 ci-dessous, de même que l'incertitude fondée sur l'inventaire (les rubriques intitulées 2,50 % et 97,5 % indiquent l'écart interquartile de l'incertitude).

Pour tous les combustibles pris en compte dans l'étude, les résultats étaient conformes à la documentation publiée au Canada et à l'étranger. Les émissions de combustion représentent une part importante des émissions de tous les combustibles, tandis que la production en amont compte pour 20 à 25 % des émissions globales. Par conséquent, les efforts visant à réduire les émissions de production de combustibles en amont peuvent avoir une incidence, alors que la réduction de la consommation globale de combustibles et le passage à des combustibles à faible IC offrent d'importantes possibilités d'amélioration des émissions de GES provenant des combustibles.

**Tableau 1: Intensités en carbone pour tous les combustibles, du DBPC et du DBC [g d'éq. $CO_2$/PCS MJ]**

| Combustible | Total du berceau à la porte du consommateur (DBPC) | | | Total du berceau à la combustion (DBC) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Moyenne | Intervalle de confiance à 95 % | | Moyenne | Intervalle de confiance à 95 % | |
| | | 2,50 % | 97,5 % | | 2,50 % | 97,5 % |
| Essence | 24 | 15 | 38 | 96 | 84 | 110 |
| Carburant aviation | 19 | 12 | 31 | 88 | 76 | 101 |
| Kérosène | 19 | 12 | 29 | 87 | 76 | 99 |
| Diesel | 25 | 15 | 39 | 96 | 81 | 112 |
| Mazout léger | 24 | 15 | 37 | 95 | 84 | 110 |
| Mazout pour poêles | 24 | 15 | 38 | 92 | 81 | 106 |
| Coke de pétrole | 22 | 19 | 26 | 101 | 95 | 107 |
| Charbon | 6.5 | 4.2 | 9.4 | 100 | 83 | 120 |
| Mazout lourd | 23 | 14 | 36 | 98 | 85 | 110 |
| Gaz naturel | 15 | 14 | 17 | 65 | 57 | 75 |
| Propane | 16 | 10 | 25 | 75 | 66 | 86 |
| Gaz naturel comprimé (GNC) | 19 | 16 | 22 | 67 | 62 | 72 |
| Gaz naturel liquéfié (GNL) | 27 | 23 | 31 | 77 | 71 | 83 |

Lorsqu'il y avait des lacunes au chapitre des données, l'incertitude et les degrés de confiance ont également été pris en compte. L'étude est nouvelle puisqu'elle a permis d'examiner l'influence de l'incertitude sur les IC au moyen d'une matrice pedigree d'une manière qui assure la transparence en ce qui a trait aux combustibles propres au Canada. L'incertitude découlant des lacunes, des hypothèses et de la variabilité des paramètres dans l'inventaire du cycle de vie a été évaluée, de même que l'incertitude associée aux facteurs de caractérisation du GIEC utilisés pour calculer l'intensité en carbone. En général, il y a moins d'incertitude à l'égard des produits du gaz naturel, comparativement aux combustibles liquides de raffinerie. Cela s'explique par la plus grande variabilité découlant des différents types de pétrole brut, des méthodes d'extraction et des caractéristiques connexes, en plus d'un large éventail de configurations de raffineries, qu'il faut combiner afin de produire une valeur de base nationale.

Bien qu'il y ait des lacunes dans les données, l'influence de ces lacunes sur les IC a été prise en compte au moyen d'une évaluation de l'incertitude afin que l'éventail des IC potentielles puisse être examiné pour les combustibles fossiles. Il est recommandé de combler ces lacunes en recueillant des données primaires supplémentaires sur l'extraction, le raffinage et le transport de combustibles en vue des mises à jour ultérieures des IC. De plus, l'intégration des IC établies dans le cadre des travaux dans le calcul des IC du réseau électrique canadien et l'utilisation des IC du réseau mises à jour pour actualiser les IC des combustibles amélioreront la cohérence interne et la qualité des données et des résultats sous-jacents. Enfin, une meilleure compréhension des IC des combustibles et des matières premières importées pourrait réduire l'incertitude associée aux IC des combustibles fossiles.

## 2. Introduction

Le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'élaborer une Norme sur les combustibles propres (NCP) afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada grâce à l'utilisation accrue de combustibles à faible IC et de technologies de remplacement. L'objectif de la NCP est d'engendrer des réductions annuelles des émissions de GES de 30 mégatonnes d'ici 2030, contribuant ainsi à l'effort du Canada pour réaliser son objectif national qui consiste à réduire les émissions de GES de 30 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005. Pour atteindre cet objectif, les fournisseurs de combustibles fossiles (p. ex. raffineurs, distributeurs de gaz naturel) devront réduire l'intensité en carbone des combustibles qu'ils produisent ou distribuent à des fins d'utilisation dans les secteurs des transports, de l'industrie et du bâtiment du Canada. L'intensité en carbone d'un combustible est une représentation quantitative des émissions totales de GES du cycle de vie (exprimées en kg d'équivalent $CO_2$) associées à la production de 1 MJ d'énergie à partir de ce combustible, y compris l'extraction et la transformation des matières premières, la production et la valorisation du combustible, le transport et la distribution tout au long du cycle de vie et la combustion du combustible. En vertu de la NCP, des valeurs de l'intensité en carbone de base seront établies pour les combustibles fossiles visés par la règlementation en fonction de l'intensité en carbone moyenne de ces combustibles en 2016. Ces données de base serviront à établir les cibles d'intensité en carbone ou les exigences connexes que les producteurs de combustibles devront respecter pour les combustibles qu'ils fournissent. Les exigences relatives à l'intensité en carbone seront exprimées sous la forme d'une valeur absolue établie à un niveau inférieur à la valeur de base. Ces exigences deviendront plus strictes au fil du temps. Pour les producteurs de combustibles non fossiles, appelés producteurs de combustibles à faible IC, leur production ne sera pas réglementée par la NCP; toutefois, ils pourront créer des unités de conformité en fournissant des combustibles pour lesquels ils peuvent démontrer que l'intensité en carbone du cycle de vie est inférieure à celle du combustible fossile de référence qu'ils remplaceraient (ECCC, 2018a).

L'outil de modélisation de l'ACV des combustibles servira à établir les valeurs de l'intensité en carbone de base pour les producteurs de combustibles fossiles et pourra être utilisé par les producteurs de combustibles à faible IC afin de quantifier les intensités en carbone du cycle de vie de leurs combustibles pour la création potentielle de crédits dans le cadre de la NCP (ECCC, 2018a).

En octobre 2018, ECCC a demandé à EarthShift Global, à WSP, à Quinn & Partners et à Introspective Systems de mettre au point un outil logiciel robuste, convivial et transparent fondé sur les normes internationales ISO 14040 et 14044 relatives aux ACV (ISO, 2006a; ISO, 2006b) et d'établir des intensités en carbone à l'aide d'une approche du cycle de vie pour les données sur les filières de combustibles propres au Canada. Cet outil servira à calculer l'intensité en carbone des combustibles fossiles et des combustibles à faible IC actuels et futurs au Canada, à l'appui de la politique de la NCP et de la réglementation connexe. Le projet d'élaboration de l'outil logiciel sur l'intensité en carbone de la NCP comporte quatre étapes clés ou jalons:

- Étape clé 1 – Élaboration du modèle conceptuel (terminée le 31 janvier 2019);
- Étape clé 2 – Méthodologie pour les filières de combustibles fossiles et intensités en carbone de base qui en résultent (terminée le 15 mai 2019);

- Étape clé 3 – Méthodologie pour les filières de combustibles à faible IC et intensités en carbone par défaut qui en résultent (terminée le 15 août 2019);
- Étape clé 4 – Élaboration de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et des documents connexes (à terminer le 13 mars 2020).

L'étape clé 2 établit les intensités en carbone de base pour la Norme sur les combustibles propres et constitue un fondement important pour la politique à venir sur les combustibles propres. Par conséquent, la recherche a mis l'accent sur des combustibles courants, comme le diesel et le gaz naturel, ainsi que sur des secteurs qui sont uniques aux filières de combustibles fossiles. Dans la mesure du possible, des ACV publiées et des modèles d'ACV concernant la situation canadienne (p. ex. PRELIM) ont servi de fondement pour les modèles de filières. Lorsqu'aucun modèle de processus unitaire n'était disponible, la préférence a été accordée aux données publiées au Canada ou en Amérique du Nord. Dans certains cas, d'autres outils liés aux GES ou des données américaines ont été utilisés. Les secteurs pour lesquels du temps et/ou des recherches supplémentaires pourraient permettre de préciser les valeurs de base utilisées ont fait l'objet d'une recommandation en vue de travaux futurs.

Le présent rapport résume les travaux effectués dans le cadre de la tâche 2.3 de l'étape clé 2, soit le rapport final sur la méthodologie et les sources de données, ainsi que les valeurs finales de l'intensité en carbone de base pour les filières de combustibles fossiles. Le processus pour le calcul de l'intensité en carbone des filières est détaillé dans les sections subséquentes, tout comme les résultats du calcul. Le rapport a été préparé pour répondre aux exigences pertinentes en matière de rapport d'un tiers en vertu des sections 5.1 et 5.2 de la norme ISO 14044 (ISO, 2006b).

# 3. Définition des objectifs et de la portée de l'étude

Selon la norme ISO 14044, la première phase d'une ACV consiste à définir les objectifs et la portée de l'étude. L'objectif de l'étude devrait préciser clairement l'application prévue, les motifs de la réalisation de l'étude, le public cible et la communication potentielle des résultats au public. La portée de l'étude devrait comprendre une description des aspects les plus importants de l'étude, y compris l'unité fonctionnelle, les limites du système, les critères d'élimination, l'affectation, la méthode d'évaluation de l'impact, les hypothèses et les limites.

L'objectif de l'étape clé 2 est de quantifier les émissions de GES du cycle de vie par unité d'énergie (intensité en carbone) des filières de combustibles fossiles au Canada pour 2016, lesquelles seront établies dans la réglementation canadienne en vertu de la NCP afin de réglementer les intensités en carbone des producteurs de combustibles fossiles pour s'assurer qu'ils respectent les exigences en matière de réduction. Les résultats de l'étude et la méthode utilisée pour calculer les intensités en carbone seront accessibles au public, et les producteurs de combustibles et les analystes des politiques d'ECCC s'en serviront pour comparer l'intensité en carbone des filières actuelles et futures des combustibles au Canada. Ces filières et intensités en carbone de base seront également incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles afin d'établir des filières de combustibles à faible IC et de comparer l'intensité en carbone de ces filières à celle des combustibles fossiles de référence. Dans l'outil, la modélisation utilisée pour les filières sera ouverte et transparente pour l'utilisateur et téléchargeable sous forme de processus unitaire à des fins d'examen et d'utilisation dans d'autres applications. L'outil sera également accessible au public afin que les analystes des politiques, les producteurs de combustibles et d'autres chercheurs puissent l'utiliser pour orienter les efforts visant à réduire l'intensité en carbone des combustibles canadiens.

## 3.1 Fonction

Les filières de combustibles liquides, solides et gazeux analysées dans la présente étude ont pour fonction de fournir de l'énergie qui peut être utilisée pour les transports, les activités industrielles et les bâtiments au Canada. Les matières premières de carburant prises en compte dans l'analyse peuvent avoir d'autres fonctions, notamment en étant utilisées à des fins de non-combustion (p. ex. charges d'alimentation, solvants ou diluants) et dans des procédés industriels (p. ex. production d'acier); toutefois, ces fonctions ne sont pas réglementées en vertu de la NCP et sont donc exclues de l'analyse (ECCC, 2018). Certains combustibles sont également produits et utilisés sur place par le producteur de combustibles pour produire un combustible fini ou exploiter l'installation. La NCP réglementera certains de ces « combustibles produits et utilisés à l'interne », qui sont inclus dans la portée de la présente analyse (ECCC, 2018a).

## 3.2 Unité fonctionnelle

Une unité fonctionnelle est définie comme la performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence (ISO, 2006a). Cela permet de déterminer plus facilement les flux de référence pour les systèmes étudiés.

Dans la présente étude, la fonction examinée est la fourniture d'énergie pour le transport, le chauffage et/ou la production d'électricité. L'unité fonctionnelle est l'équivalent d'une teneur en énergie de 1 MJ en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS) au centre de distribution régional.

Les valeurs de l'intensité en carbone sont exprimées en grammes d'équivalent de dioxyde de carbone (g d'éq. $CO_2$) par unité d'énergie du combustible en mégajoules (PCS MJ). Dans le présent rapport et l'outil, cela est synonyme de l'énergie produite par la combustion d'un combustible. Bien que l'énergie utile générée par la combustion d'un combustible varie selon l'efficacité de l'appareil à combustion, la modélisation des valeurs de l'intensité en carbone pour des types et des appareils à combustion particuliers (p. ex. chauffage, transport, électricité) dépassait la portée du projet. Par conséquent, les valeurs présentées dans le rapport ne tiennent pas compte de l'efficacité thermique de la combustion.

## 3.3 Limites du système

Les limites du système sont établies dans l'ACV afin d'inclure dans l'analyse les étapes importantes du cycle de vie et les processus unitaires, ainsi que les flux environnementaux connexes. Ceci constitue le fondement d'une évaluation significative qui tient compte de toutes les étapes importantes du cycle de vie et des flux associés à chaque solution de rechange. Les limites générales du système pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont les suivantes :

- **Extraction** : extraction de matières premières brutes (p. ex. extraction de pétrole brut et de charbon);
- **Transport des matières premières** : transport des matières premières brutes ou valorisées vers le producteur de combustibles, y compris toute valorisation ou tout traitement requis avant le transport;
- **Conversion** : processus de conversion des matières premières en combustibles, y compris le post-traitement et la valorisation nécessaires pour obtenir le produit final;
- **Transport du combustible** : stockage et manutention du combustible, transport du produit fini jusqu'à l'entrepôt de stockage et à l'utilisateur final;
- **Combustion** : combustion du produit final par l'utilisateur final, compte tenu de l'efficacité de la combustion.

À chacune de ces étapes du cycle de vie, les limites du système comprennent également les émissions de GES du cycle de vie associées à l'utilisation d'intrants d'électricité (production du réseau et sur place), d'intrants de combustibles, d'intrants de matières (p. ex. produits chimiques), d'émissions liées à des procédés (p. ex. évacuation et torchage) et de processus de transport. L'inclusion des émissions provenant de ces processus d'arrière-plan est déterminée par des critères d'élimination (voir les sections 3.5 et 3.6).

## 3.4 Description du système de production de combustibles

### 3.4.1 Limites du système pour les filières de combustibles fossiles

La portée de la présente étape clé englobe les filières de combustibles fossiles actuellement disponibles et utilisées au Canada. On s'attend à ce que, dans l'avenir, ECCC et/ou ses sous-traitants modifient les filières actuelles de combustibles fossiles afin de tenir compte des changements du système et de l'amélioration de l'efficacité et qu'ils mettent à jour les cibles de réduction de l'intensité en carbone. Des descriptions générales du système sont fournies ci-dessous pour les combustibles fossiles sélectionnés. Les limites générales du système pour les filières de combustibles fossiles sont décrites à la figure 2.

### 3.4.2 Filières de combustibles fossiles

Les filières de combustibles fossiles au Canada qui seront incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumées dans le tableau 2 ci-dessous. Une description plus détaillée de chaque filière est fournie dans les sections qui suivent et qui portent sur l'extraction et le prétraitement (gaz, pétrole, gaz et pétrole importés), le transport (gazoduc, pipeline de liquides, camions, transport ferroviaire et pétroliers), le raffinage (carburants de transport, propane, coke de pétrole), la distribution (gazoduc, pipeline de liquides) et la combustion. La figure 2 présente un diagramme de processus général. Chaque section qui suit contient un diagramme de processus détaillé montrant les liens entre les filières de combustibles.

La modélisation des filières de combustibles fossiles reflète les différences régionales, dans la mesure du possible, selon les paramètres du modèle et les flux intermédiaires, comme l'électricité du réseau, la distance et le mode de transport, ainsi que les flux entrants et sortants variables. De même, les produits de raffinage concernent plusieurs combustibles (présentés sous forme de flux unique dans la figure).

**Tableau 2: Résumé des filières de combustibles fossiles au Canada qui seront incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.**

| Filières générales | Filières de combustibles |
|---|---|
| Combustibles liquides (fossiles) | Essence (tous les niveaux d'octane)<br>Carburant diesel (ordinaire ou à faible teneur en soufre)<br>Carburant aviation (carburéacteur)<br>Pétrole lourd<br>Mazout léger<br>Mazout lourd<br>Kérosène<br>Mazout pour poêles |
| Combustibles gazeux (fossiles) | Gaz naturel (spécifications des gazoducs)<br>Gaz naturel comprimé (GNC)<br>Gaz naturel liquéfié (GNL) |
| Liquides de gaz naturel (fossiles) | Propane |
| Combustibles solides (fossiles) | Charbon<br>Coke de pétrole |

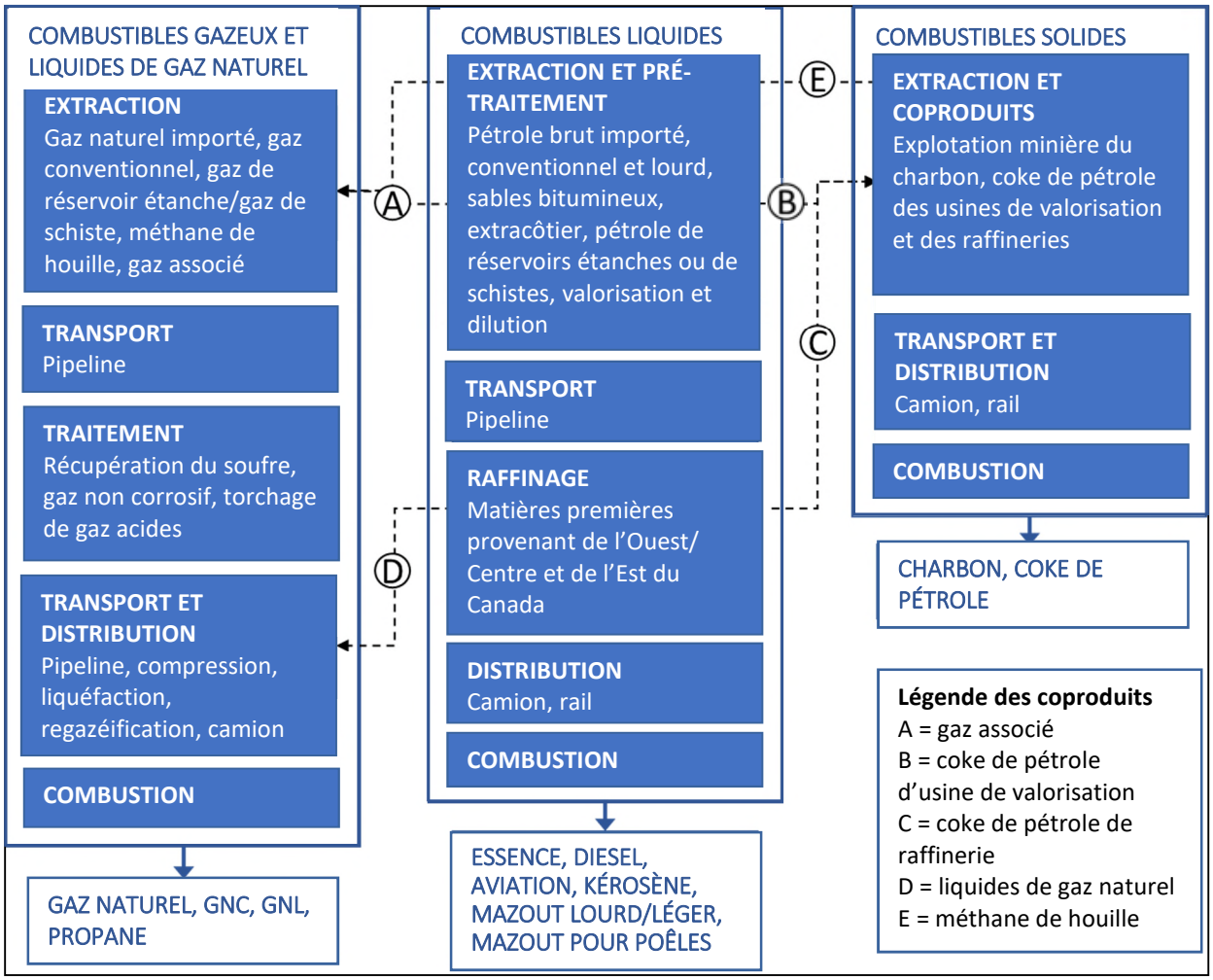



**Figure 2: Diagramme de processus général montrant les voies typiques pour les combustibles gazeux, liquides et solides (boîtes bleues) et les carburants qui en découlent (boîtes blanches). Les lignes pointillées représentent les coproduits transférés entre les filières de combustibles gazeux, liquides et solides. À noter que les voies spéciales et les autres coproduits ne sont pas représentés ci-dessus.**

### *3.4.2.1 Combustibles liquides*

Les combustibles liquides sont dérivés du pétrole et constituent les principaux carburants de transport dans le monde. De nos jours, la plupart des véhicules sur la route, dans les airs ou en eaux libres brûlent exclusivement ces carburants et contribuent grandement aux émissions de GES. Dans le présent document, le terme « combustibles standards » désigne les combustibles fossiles par opposition aux biocarburants ou aux combustibles à faible IC ou aux mélanges de combustibles fossiles et renouvelables.

Les combustibles fossiles standards sont produits à partir de matières premières, au moyen de méthodes d'extraction classiques ou non. Les méthodes de production pertinentes au Canada englobent la production classique, la production extracôtière, la production de pétrole de réservoirs étanches et de schiste, l'exploitation minière des sables bitumineux et l'extraction in situ des sables bitumineux. Le bitume extrait des sables bitumineux nécessite un traitement supplémentaire (prétraitement) avant d'être envoyé au raffinage, soit la valorisation pour produire du pétrole brut synthétique (PBS) ou la dilution pour produire du bitume dilué. Dans le

cadre de la valorisation, on utilise la distillation fractionnée ou le traitement chimique pour réduire la viscosité, séparer les fractions lourdes et réduire le soufre, l'azote et les métaux. Les processus de valorisation comprennent la distillation sous vide, le désasphaltage, le craquage et l'hydrotraitement.

Ces matières premières sont ensuite transportées par pipeline et d'autres moyens jusqu'aux raffineries, où elles sont transformées en divers carburants, produits chimiques et autres produits. Le pétrole brut est séparé en différents carburants par distillation fractionnée selon les points d'ébullition des divers produits.

Les carburants de transport liquides sont mélangés à divers niveaux d'octane (dans le cas de l'essence) et de cétane (dans le cas du diesel) pour répondre à d'autres exigences en matière de performance pour diverses applications. Les fractions de pétrole brut plus lourd (p. ex. mazout lourd) sont couramment utilisées par les navires. Le kérosène peut être utilisé dans le carburéacteur, les appareils de chauffage et les lampes, tandis que le mazout pour poêles est plus susceptible de servir pour les fours ou les chaudières.

Les combustibles fossiles sont produits à partir de diverses sources géographiques. La production intérieure se fait surtout en Alberta et en Saskatchewan. L'extraction du pétrole brut au Canada a lieu en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, à Terre-Neuve-et-Labrador et en Nouvelle-Écosse. Une partie du pétrole brut est importée des États-Unis et d'autres pays, à divers points d'entrée au Canada.

La majeure partie de l'extraction extracôtière se fait au large des côtes de Terre-Neuve. L'extraction des sables bitumineux a lieu en Alberta, à des endroits comme Athabasca, Cold Lake, Long Lake et Peace River. L'extraction des sables bitumineux nécessite une valorisation, qui se fait principalement en Alberta. Les raffineries sont situées en Alberta, en Colombie-Britannique, au Nouveau-Brunswick, à Terre-Neuve-et-Labrador, en Ontario, au Québec et en Saskatchewan.

#### *3.4.2.2 Combustibles gazeux*

Les combustibles fossiles gazeux sont produits à partir de réservoirs, au moyen de méthodes classiques de forage, de pompage et de compression, ainsi que de méthodes non classiques. Ces combustibles, y compris le gaz naturel comprimé et liquéfié, sont traditionnellement utilisés dans les chaudières et les centrales électriques pour produire de la chaleur et de l'électricité, mais ils peuvent aussi être utilisés dans des véhicules adaptés, selon un procédé de conversion du gaz en liquide. Les gisements de gaz naturel se trouvent principalement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, qui couvre le sud-ouest du Manitoba, le sud de la Saskatchewan, l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest. Il convient de souligner que, pour la majeure partie du gaz naturel produit au Canada, on utilise une technique non classique, de l'extraction au traitement. Ce gaz est aussi couramment utilisé comme charge d'alimentation pour la production pétrochimique.

### Aperçu des marchés canadiens du gaz naturel

#### Production intérieure de gaz naturel

Le Canada est le cinquième producteur mondial de gaz naturel et représente environ 5 % de la production mondiale. L'offre de gaz naturel au Canada dépasse généralement la consommation intérieure, et les marchés canadiens du gaz naturel sont fortement intégrés à ceux des États-Unis (Office national de l'énergie, 2018b). En 2016, la production canadienne moyenne de gaz

naturel commercialisable était de plus de 430 millions de mètres cubes par jour (tableau 3). Presque toute cette production provenait de l'Ouest canadien, l'Alberta et la Colombie-Britannique représentant respectivement 67 % et 30 %. De 2014 à 2018, la production canadienne de gaz naturel a augmenté dans l'ensemble en raison des hausses constantes de la production en Alberta et en Colombie-Britannique, tandis que la production a diminué de façon constante dans toutes les autres provinces canadiennes.

**Tableau 3: Production de gaz naturel commercialisable au Canada par province, de 2014 à 2018 (1 000 $m^3$/jour)**

| Année | Colombie-Britannique | Alberta | Saskatchewan | T.N.-O. et Yukon | Ontario | Nouveau-Brunswick | Nouvelle-Écosse | Canada |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 113 000 | 280 000 | 12 300 | 298 | 296 | 264 | 9 120 | 416 000 |
| 2015 | 119 000 | 287 000 | 12 200 | 231 | 307 | 156 | 5 480 | 424 000 |
| 2016 | 126 000 | 288 000 | 11 600 | 222 | 200 | 212 | 4 830 | 431 000 |
| 2017 | 127 000 | 302 000 | 11 400 | 24 | 218 | 96 | 3 510 | 444 000 |
| 2018 | 144 000 | 298 000 | 11 200 | 28 | 240 | 151 | 1 990 | 456 000 |

*Remarque – Les valeurs représentent les moyennes des moyennes mensuelles déclarées par l'ONE pour les niveaux de production quotidiens (Régie de l'énergie du Canada, 2018).*

La Saskatchewan comptait pour un peu moins de 3 % de la production quotidienne nationale en 2016, et l'Office national de l'énergie (ONE) du Canada estime que la totalité de la production canadienne de gaz naturel proviendra de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan à partir de 2025, la Saskatchewan contribuant pour moins de 2 % à cette production future (Office national de l'énergie, 2018f). Étant donné que l'Alberta et la Colombie-Britannique continueront de représenter jusqu'à 96 à 98 % de la production canadienne totale de gaz naturel dans l'avenir, nous avons axé nos calculs de l'intensité en carbone sur les conditions de production de ces deux provinces.

Les volumes de production de gaz naturel présentés dans le tableau 3 sont exprimés en volumes de production quotidiens. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) signale que, en 2016, le Canada a produit environ 156 807 milliards de mètres cubes de gaz naturel (ACPP, 2019). Le tableau 4 présente une ventilation de la production totale de gaz naturel commercialisable par province en 2016.

**Tableau 4: Production totale de gaz naturel commercialisable au Canada en 2016, ventilée par province et exprimée en volume, en masse et en énergie (PCS)**

| Année | Colombie-Britannique | Alberta | Saskatchewan | Reste du Canada |
|---|---|---|---|---|
| Volume ($m^3$) | 47 130 000 000 | 105 006 000 000 | 2 583 000 000 | 2 088 000 000 |
| Masse (kg) | 36 761 400 000 | 81 904 700 000 | 2 014 740 000 | 1 628 640 000 |
| Énergie (MJ) | 1 920 050 000 000 | 4 277 900 000 000 | 105 230 000 000 | 85 064 000 000 |
| Pourcentage par volume (%) | 30 % | 67 % | 2 % | 1 % |

*Remarque : Les données sur le volume proviennent de l'ACPP (2019). La masse est calculée selon une densité de 0,78 kg/$m^3$ (à 32 °F et à 1 atm) et la production par énergie est calculée en fonction d'un PCS de 52,2 MJ/kg (conformément à la section 4.10).*

## Importations et exportations

Le Canada est un exportateur net de gaz naturel, toutes les exportations vers les États-Unis étant acheminées par pipeline. Le tableau 5 présente un résumé des importations et des exportations totales de gaz naturel de 2012 à 2017.

**Tableau 5: Résumé des importations et des exportations canadiennes de gaz naturel de 2012 à 2017, exprimées en volume total (en milliards de mètres cubes) (Office national de l'énergie, 2018g)**

| Année | Volume des exportations (en milliards de mètres cubes) | Volume des importations (en milliards de mètres cubes) |
|---|---|---|
| 2012 | 86,8 | 29,5 |
| 2013 | 80,9 | 25,5 |
| 2014 | 76,3 | 21,4 |
| 2015 | 76,0 | 19,2 |
| 2016 | 84,2 | 21,9 |
| 2017 | 85,1 | 24,9 |

Toutes les exportations de gaz naturel du Canada sont destinées aux États-Unis et se font principalement par des gazoducs qui traversent la frontière dans l'Ouest canadien. La majorité des importations sont acheminées par gazoduc vers l'Ontario. La figure 3 présente un résumé des exportations par région canadienne. (Office national de l'énergie, 2018g).

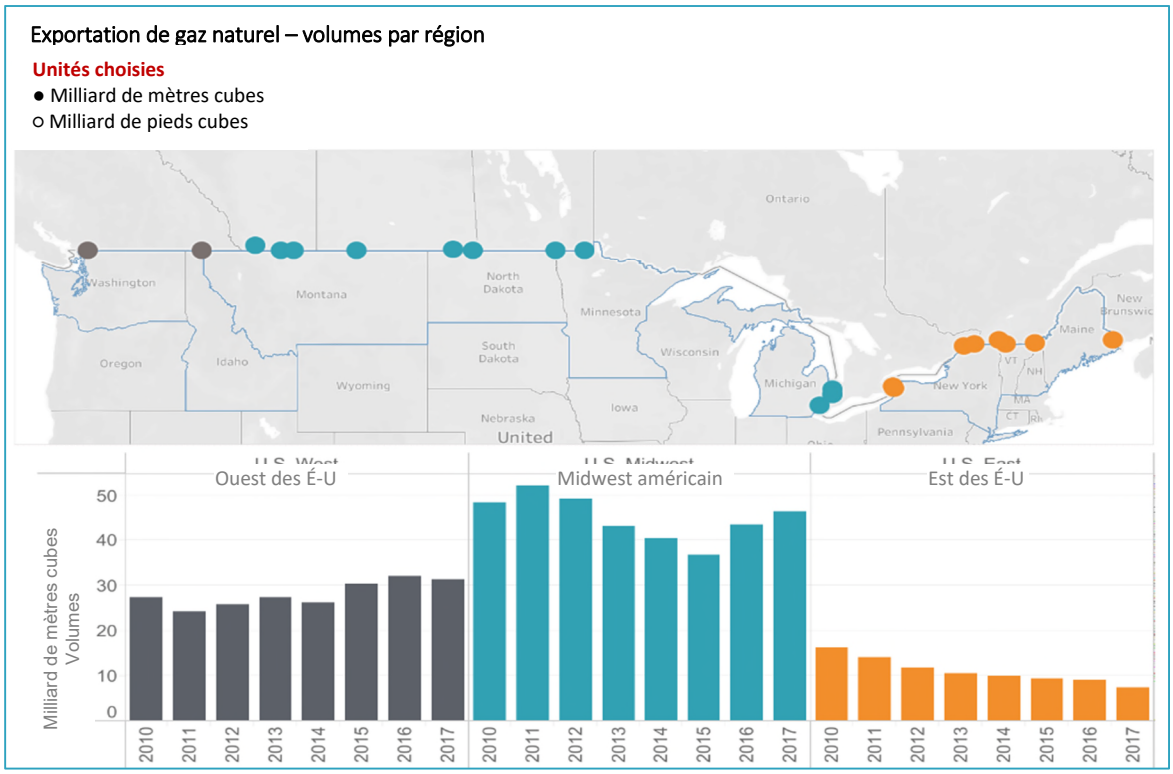



**Figure 3. Exportations canadiennes de gaz naturel par volume (en milliards de mètres cubes) et par région montrant les principaux points de passage à la frontière (Office national de l'énergie, 2018g)**

Les importations de gaz naturel au Canada proviennent des États-Unis, par gazoduc, à l'exception de certaines importations de GNL faites à partir de marchés étrangers. La quantité de GNL importé a diminué au cours des dernières années, et le gaz n'arrive qu'à une seule installation au Nouveau-Brunswick. En 2016, environ 329 000 $m^3$ de GNL (équivalent de gaz) ont été importés au Canada à partir de marchés étrangers (Office national de l'énergie, 2018g), ce qui représente moins de 0,1 % des importations totales de gaz naturel. Au moment de l'importation, le GNL est soumis à un processus de regazéification et entre dans le réseau

canadien de transport de gaz naturel pour atteindre d'autres régions du Canada et les États-Unis.

La figure 4 présente un résumé des gazoducs réglementés par l'ONE.

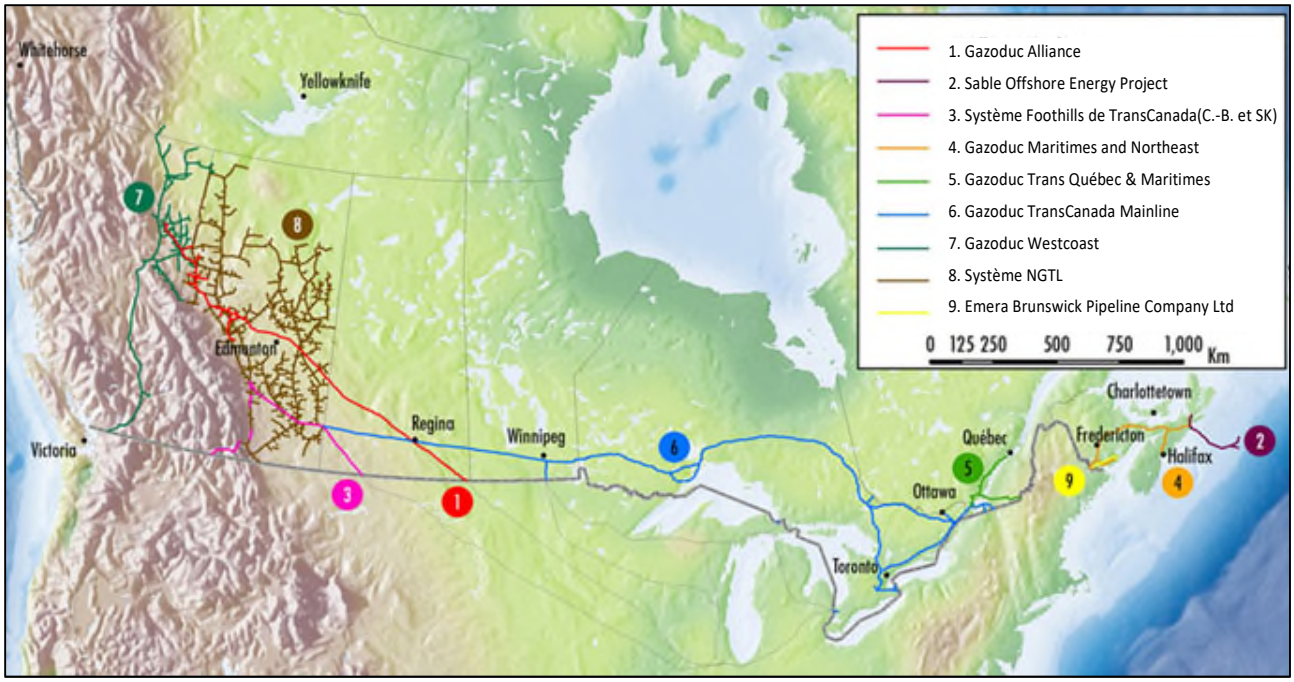



**Figure 4. Emplacements des gazoducs réglementés par l'ONE au Canada (Régie de l'énergie du Canada, 2016a)**

### Extraction du gaz naturel

L'extraction du gaz naturel au Canada suppose l'exploitation de ressources gazières classiques ou non classiques. Les ressources en gaz naturel classique prennent la forme de gaz concentré dans des accumulations ou des gisements distincts entourés de roches à forte porosité et perméabilité et sous des formations rocheuses imperméables. Les gisements de gaz classique sont exploités au moyen d'un forage vertical et ne nécessitent qu'une stimulation minimale. Les gisements de pétrole et de gaz classiques ont toujours été les principales cibles d'exploitation dans l'Ouest canadien; cependant, au cours des dernières années, les ressources en gaz non classique ont été de plus en plus exploitées.

Les ressources en gaz naturel non classique prennent la forme de gaz stocké dans des gisements où la perméabilité et la porosité sont si faibles que la ressource ne peut être extraite de façon économique par le forage vertical. Habituellement, ces ressources nécessitent plutôt un forage horizontal et, dans bien des cas, il faut que ce forage soit suivi d'une fracturation hydraulique à plusieurs étapes pour obtenir une production économique (bien que, dans certains cas, le forage horizontal se fasse sans fracturation).

Les sources non classiques comprennent les suivantes (ACPP, 2018a) :

- Gaz de schiste – Gaz naturel emprisonné dans les roches schisteuses sédimentaires à faible perméabilité. L'extraction commerciale exige le forage horizontal et la fracturation hydraulique;
- Gaz de réservoirs étanches – Gaz naturel présent dans les pores du schiste riche en matière organique ou des réservoirs de grès, de siltite, de calcaire ou de dolomie à

faible perméabilité. L'extraction commerciale exige habituellement le forage horizontal et la fracturation hydraulique;

- Méthane de houille (MH) – Gaz naturel emprisonné dans les veines de charbon, considéré comme non classique puisque le gaz est absorbé à l'intérieur du charbon. On extrait le méthane de houille en forant des puits dans les veines de charbon et en pompant les eaux souterraines, ce qui réduit la pression et permet au méthane de s'échapper du charbon pour produire du gaz naturel (USEPA, 2015);
- Gaz associé (dissous) – Gaz naturel produit pendant l'extraction du pétrole brut. Dans certaines exploitations, ce gaz est brûlé à la torche plutôt que d'être produit à des fins commerciales.

Dans l'Ouest canadien, l'extraction du gaz naturel se fait principalement à partir des principaux puits de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) qui s'étend sur l'Alberta et la Colombie-Britannique, plus particulièrement les formations de Montney et de Duvernay (figure 5).

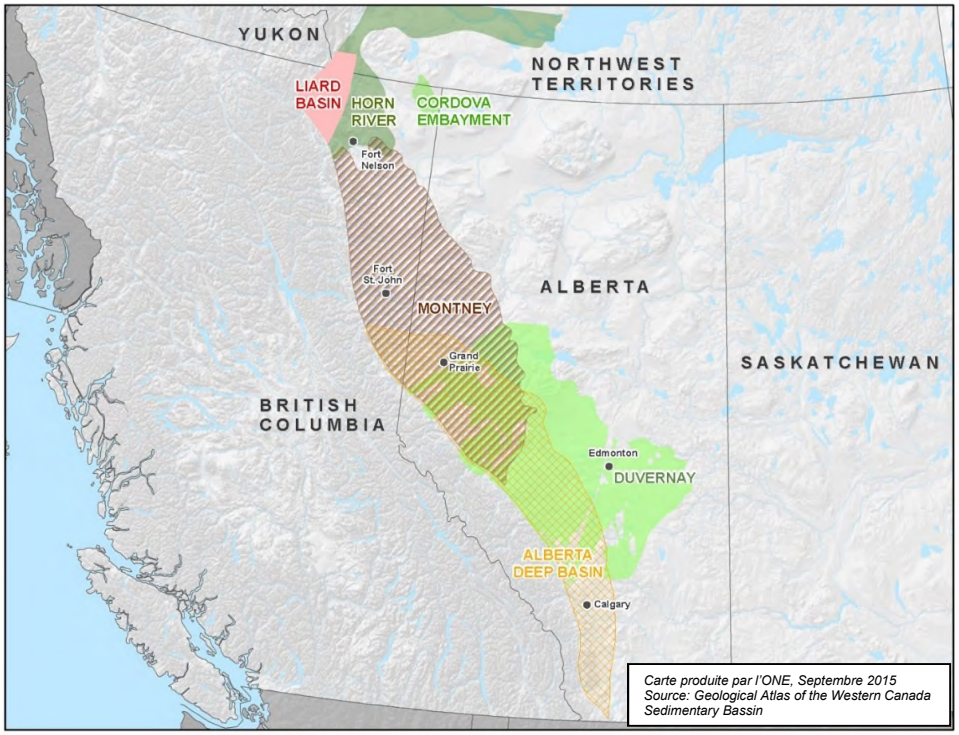



**Figure 5. Principales régions productrices de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (Régie de l'énergie du Canada, 2016b).**

La production canadienne de gaz naturel est dominée par l'extraction du gaz de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien. L'extraction du gaz de réservoirs étanches comptait pour 59 % de la production de gaz naturel en 2016, suivie de l'extraction du gaz classique (22 %) et du gaz associé (12 %) (tableau 6). L'extraction du gaz de schiste et du méthane de houille comptait pour 3 % et 4 %, respectivement. Selon l'ONE, la croissance future de l'extraction du gaz naturel proviendra principalement des ressources de gaz de réservoirs étanches et de schiste (Office national de l'énergie, 2018f).

**Tableau 6: Pourcentage de contribution par type d'extraction pour la production canadienne de gaz naturel de 2014 à 2017 (adapté de l'ONE, 2018f).**

| Année | Classique | Réservoirs étanches | Schiste | Associé | Méthane de houille |
|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 29 % | 50 % | 4 % | 12 % | 5 % |
| 2015 | 25 % | 55 % | 3 % | 12 % | 4 % |
| 2016 | 22 % | 59 % | 3 % | 12 % | 4 % |
| 2017 | 20 % | 62 % | 3 % | 11 % | 4 % |

Le tableau 7 résume les activités d'extraction du gaz naturel au Canada par type et par région de production. En 2016, la production canadienne concernait l'extraction de gaz de réservoirs étanches dans la formation de Montney en Colombie-Britannique (22 %) et dans la zone Deep Basin en Alberta (22 %), ainsi que la production de gaz naturel classique dans l'Ouest canadien (20 %).

**Tableau 7: Résumé de la production canadienne de gaz naturel par région de production de 2014 à 2018, exprimée en pourcentage de contribution à la production totale par volume (ONE, 2018f).**

| | Dissous | MH | Réservoirs étanches | | | | Schiste | | | Classique | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ouest canadien | | Montney | | Deep Basin | Autre région de l'Ouest canadien | Duvernay | Horn River | Autre région de l'Ouest canadien | Ouest canadien | Reste du Canada |
| Année | | | ALB. | C.-B. | ALB. | | | | | | |
| 2014 | 12 % | 5 % | 5 % | 16 % | 21 % | 8 % | 0 % | 3 % | 0 % | 27 % | 2 % |
| 2015 | 12 % | 4 % | 7 % | 19 % | 22 % | 7 % | 1 % | 3 % | 0 % | 24 % | 1 % |
| 2016 | 12 % | 4 % | 9 % | 22 % | 22 % | 7 % | 1 % | 2 % | 0 % | 20 % | 1 % |
| 2017 | 11 % | 4 % | 11 % | 23 % | 22 % | 6 % | 1 % | 2 % | 0 % | 19 % | 1 % |

Le gaz naturel extrait de sources classiques et non classiques est généralement classé en trois types, soit le gaz naturel sec, le gaz naturel humide et le gaz naturel associé (Clearstone Engineering Ltd., 2014). Le traitement post-extraction requis pour produire du gaz naturel prêt à être transporté varie selon la forme du gaz naturel extrait. Cette question est analysée plus en détail dans la section du rapport portant sur la modélisation du gaz naturel (section 4.8).

#### *3.4.2.3 Liquides de gaz naturel*

**Aperçu de la production canadienne de LGN et de propane**

Les liquides de gaz naturel (LGN) sont des hydrocarbures plus lourds comme l'éthane, le butane, le propane et les pentanes qui sont contenus dans le gaz naturel brut (Office national de l'énergie, 2018h). Le propane et d'autres LGN sont récupérés à la suite du traitement du gaz naturel brut dans les usines de gaz naturel et sont également produits dans le cadre du raffinage du pétrole brut pendant le craquage du pétrole. Les mélanges de LGN sont envoyés des usines de gaz naturel aux usines centralisées de fractionnement à grande échelle, où des produits finaux précis sont produits (AER, 2019c). Les LGN sont également récupérés dans les usines de retraitement du gaz (ou usines de chevauchement) situées le long des lignes de transport du gaz naturel afin de retirer les LGN du gaz commercialisable acheminé par gazoduc. Les LGN récupérés des usines de chevauchement sont également envoyés aux usines de fractionnement pour être transformés en produits finaux commercialisables (p. ex. propane) (AER, 2019b).

Le propane est un alcane d'origine naturelle présent dans les gisements de pétrole et les accumulations de gaz naturel qui se trouvent dans les réservoirs de grès et de roches

carbonatées (RNC, 2019a). Environ 90 % de la production de propane au Canada provient du traitement des LGN dans les usines de gaz naturel, les 10 % restants étant un coproduit des raffineries de pétrole. Le Canada est le quatrième producteur de propane en importance au monde, sa production atteignant 23 200 $m^3$/jour en 2016 (tableau 8). La production globale a généralement diminué au cours des dernières années, puisque la Nouvelle-Écosse ne produit plus de propane depuis 2018 et que la production est en baisse en Alberta.

**Tableau 8: Production canadienne de propane par province de 2014 à 2018, exprimée en milliers de mètres cubes par jour (source : ONE, 2018i)**

| Province | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| Colombie-Britannique | 1,2 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 1,1 |
| Saskatchewan | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,5 |
| Nouvelle-Écosse | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,0 |
| Alberta | 18,2 | 17,4 | 16,9 | 16,0 | 15,3 |
| Rajustement | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,2 | 5,2 |
| Total – Canada | 26,0 | 24,9 | 24,1 | 23,2 | 22,2 |

La production de propane au Canada est dominée par les producteurs de l'Ouest canadien et en particulier l'Alberta, qui compte pour plus de 70 % de la production canadienne. En 2016, les usines de traitement du gaz représentaient un peu moins de 88 % de la production canadienne de propane (Conference Board du Canada) (tableau 9).

**Tableau 9: Aperçu de l'industrie canadienne du propane en 2016**

| Profil du propane au Canada, 2016 | Quantité ($m^3$) | Source/Commentaire |
|---|---|---|
| Production intérieure totale ($m^3$) | 9 182 000 | Guide statistique de l'ACPP (2019) |
| ○ Alberta | 7 578 000 | Production des installations de traitement du gaz seulement |
| ○ Colombie-Britannique | 1 065 000 | Production des installations de traitement du gaz seulement |
| ○ Saskatchewan | 440 000 | Production des installations de traitement du gaz seulement |
| ○ Nouvelle-Écosse | 100 000 | Production des installations de traitement du gaz seulement |
| Total des exportations de propane ($m^3$) | 6 660 000 | (ONE, 2018i). Toutes exportées aux États-Unis |
| Total des importations de propane ($m^3$) | 357 000 | (USEIA, 2019). Toutes importées des États-Unis |
| Ventilation de la production intérieure : | | (ONE 2018f) |
| - Raffineries de pétrole brut | 7,8 % | |
| - LGN et extraction de pétrole brut | 4,5 % | |
| - Usines de traitement du gaz | 87,7 % | |

#### *3.4.2.4 Combustibles solides*

Les combustibles solides comprennent le charbon et le coke de pétrole. Le charbon est un combustible solide composé principalement de carbone extrait des formations rocheuses. Il existe plusieurs types de charbon, dont le lignite, le charbon subbitumineux, le charbon bitumineux, l'anthracite et le graphite, bien que le graphite ne soit pas couramment utilisé comme combustible. Le charbon est un combustible utilisé pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Le coke de pétrole est un combustible carboné solide dérivé du raffinage du pétrole. Bien qu'une partie du coke de pétrole soit par la suite transformée à des fins métallurgiques, le coke de pétrole « brut » ou « vert » est utilisé pour l'énergie et la fabrication.

## Coke de pétrole

### Aperçu du coke de pétrole

Le coke de pétrole est un coproduit solide à forte teneur en carbone découlant du traitement du pétrole brut. Le coke de pétrole brut ou « vert » (non calciné), aussi appelé coke (de pétrole) combustible, est utilisé principalement pour l'énergie et la fabrication. On peut raffiner davantage le coke de pétrole en brûlant du coke vert dans des fours rotatifs pour produire du coke de pétrole calciné, qui est généralement utilisé pour les anodes dans la production d'aluminium. Le coke de pétrole calciné n'est pas utilisé comme combustible.

Les deux sources de coke de pétrole sont les suivantes :

- Coke de pétrole de raffinerie – coke de pétrole produit en tant que coproduit du raffinage du pétrole brut lourd, y compris le bitume
- Valorisation du coke de pétrole – coke de pétrole produit en tant que coproduit de la valorisation du bitume en pétrole brut synthétique qui sera raffiné ailleurs

Le coke de pétrole est produit à partir de pétrole brut plus lourd, dérivé du craquage d'hydrocarbures à longue chaîne en chaînes plus courtes pour obtenir des unités de cokéfaction. Le coke obtenu est généralement proportionnel à la lourdeur du pétrole brut. Il est également produit pendant la valorisation des sables bitumineux en pétrole brut synthétique à partir du bitume. Le bitume permet de créer le sous-produit du coke de pétrole et est couramment extrait des sables bitumineux canadiens situés en Alberta. Cette source de coke de pétrole constitue généralement un déchet et est stockée.

Le coke de pétrole combustible est utilisé dans la production de béton, la production d'électricité, que ce soit seul ou avec du charbon, et d'autres industries en tant que source de chaleur, d'électricité ou de carbone. Il est également utilisé dans les activités de raffinage et de valorisation du pétrole. Le coke de pétrole de raffinerie est commercialisé comme un produit.

### Production et demande de coke de pétrole au Canada

Les usines de valorisation et les raffineries canadiennes produisent ensemble une quantité importante de coke de pétrole (tableau 10 et tableau 11). Au cours des cinq dernières années, le Canada a compté pour environ 1 % de la production mondiale de coke de pétrole (en 2016, le Canada s'est classé au 12$^{e}$ rang pour la production de coke de pétrole) (Division de la statistique des Nations Unies, 2019).

La plupart des données provinciales concernant la production sont supprimées, comme le montre le tableau 10. La production de coke de pétrole de raffinerie en Ontario provient principalement des raffineries de Sarnia, où le pétrole brut de l'Ouest est utilisé comme intrant. Ces résultats sont également reflétés dans les modèles de raffinerie PRELIM détaillés, décrits en détail à la section 4.6.

Le tableau 11 montre la production et l'utilisation du coke de pétrole valorisé au cours des cinq dernières années. La majeure partie de la production est stockée, soit en moyenne environ 77 % de la production annuelle de coke de pétrole dans les usines de valorisation au cours des cinq dernières années (82 % en 2016, l'année de référence). Une partie du reste est utilisée à l'interne par l'usine de valorisation. Une petite fraction de la production est utilisée à l'extérieur de l'installation (6 % en 2016), dont une bonne partie est principalement exportée.

**Tableau 10: Approvisionnement et utilisation du coke de pétrole produit dans les raffineries canadiennes de 2013 à 2017, exprimés en fonction de la production annuelle ($m^3$) et des parts provinciales (%) lorsque les données sont disponibles*** (Statistique Canada, 2018).

| Année | Canada | Part de la production en % | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $m^3$ | Colombie-Britan-nique | Alberta | Saskat-chewan | T.N.-O., Yukon et Nunavut | Ontario | Manitoba | Québec | Provinces de l'Atlantique |
| 2013 | 1 173 276 | - | 31 % | - | - | 27 % | - | - | - |
| 2014 | 1 270 723 | - | 34 % | 5 % | - | 22 % | - | - | - |
| 2015 | 930 723 | - | 33 % | 18 % | - | 43 % | - | - | - |
| 2016 | 1 020 921 | - | 42 % | 5 % | - | 49 % | - | - | - |
| 2017 | 937 679 | - | 48 % | - | - | - | - | - | - |

**Remarque : une bonne partie des données provinciales sont supprimées et peuvent être la source des changements d'une année à l'autre. Les volumes de production peuvent comprendre du coke de pétrole vert et calciné dont la densité moyenne est de 1,2-1,6 et de 1,9-2,1 g/cm$^3$, respectivement.*

**Tableau 11: Résumé de la production et de l'utilisation du coke de pétrole valorisé au Canada de 2013 à 2017, Alberta (1 000 t)** (Alberta Energy Regulator, 2016, 2015, 2014, 2013)

| Année | Production annuelle (1 000 t) | Stockage (fin d'exercice) (1 000 t) | Usage interne (% de la production annuelle) | Utilisation externe (% de la production annuelle) |
|---|---|---|---|---|
| 2013 | 8 638 | 83 622 | 11 % | 12 % |
| 2014 | 8 900 | 90 046 | 12 % | 16 % |
| 2015 | 10 633 | 98 313 | 10 % | 12 % |
| 2016 | 8 902 | 105 630 | 11 % | 6 % |
| 2017 | 10 131 | 113 393 | 18 % | 6 % |

À l'échelle mondiale, la production de ciment consomme environ 25 % du coke de pétrole produit, la production d'électricité, environ 18 %, et d'autres secteurs de l'industrie, 15 %; environ le tiers du coke de pétrole est valorisé et utilisé pour la production d'aluminium et d'autres produits métallurgiques (Tao, 2015). Bien que le coke de pétrole soit utilisé pour la production d'électricité et la fabrication, une grande partie de la production – principalement celle de la valorisation, comme il a été mentionné précédemment – est inutilisée et stockée.

Les analystes de marché estiment que le marché mondial du coke de pétrole s'est élevé à environ 20 milliards de dollars en 2016, et la croissance annuelle prévue est d'environ 9 % par année au cours des cinq prochaines années, découlant principalement de la croissance en Inde et en Chine[1].

La modélisation du coke de pétrole est abordée à la section 4.7. Le coke de pétrole consommé dans l'usine de valorisation ou la raffinerie où il a été produit génère des émissions qui sont attribuées aux combustibles produits. Le coke de pétrole produit au Canada et consommé à

1 Voir, par exemple, https://www.globenewswire.com/news-release/2018/08/08/1549001/0/en/Global-Petroleum-Coke-Market-Will-Reach-USD-33-06-Billion-By-2024-Zion-Market-Research.html, https://www.alliedmarketresearch.com/petroleum-coke-market, https://www.reuters.com/brandfeatures/venture-capital/articleid?=61034

l'extérieur de l'installation de production est modélisé comme un sous-produit ayant sa propre filière de combustibles, et les émissions associées à sa production lui sont attribuées en fonction de la teneur en énergie. Le reste du coke de pétrole produit est stocké sur place et, aux fins du modèle, considéré comme un flux de déchets ayant une faible valeur économique, voire aucune valeur économique. Par conséquent, le coke de pétrole stocké ne se voit pas attribuer d'émissions liées à la production.

En vertu de la Norme sur les combustibles propres, il y a une cible de réduction des GES distincte pour les « combustibles produits et utilisés à l'interne[2] ». Dans le tableau 11, l'utilisation du coke de pétrole à l'interne entre dans cette catégorie. Cependant, du point de vue de la modélisation, l'utilisation du coke de pétrole à l'interne est prévue dans les limites du processus en tant qu'utilisation d'un flux interne et, par conséquent, sa contribution à l'IC de la valorisation est déjà incluse dans cette valeur; elle n'est pas incluse dans la quantité de sous-produits et de déchets de coke de pétrole produits par l'installation.

## Charbon

### Aperçu du charbon

Le charbon est un minerai riche en carbone qui s'est formé à la suite de millions d'années de compaction et de changements chimiques ayant mené à la décomposition des matières végétales. Il s'agit de l'un des combustibles fossiles les plus abondants au Canada, les réserves récupérables de charbon étant estimées à 6,6 milliards de tonnes (CAC, 2019). Plus de 90 % des gisements de charbon du Canada se trouvent dans les provinces de l'Ouest, comme la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan (figure 6).

[2] « Dans le groupe des combustibles solides, certains combustibles produits et utilisés à l'interne auront une obligation de conformité distincte en matière d'intensité en carbone. Cela comprend le charbon utilisé dans les mines de charbon et le coke de pétrole produits dans les raffineries et les usines de valorisation. » (ECCC, 2018a)

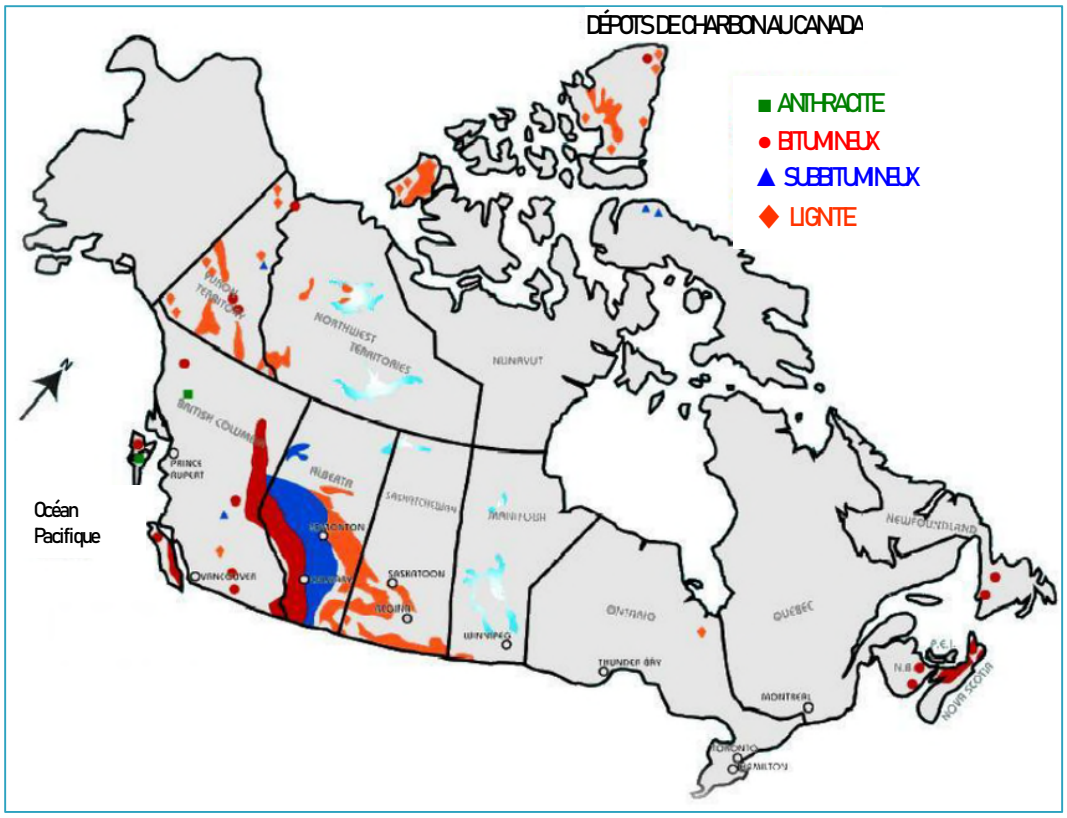



**Figure 6. Gisements de charbon canadiens répartis par type de charbon et par province (Höök et coll., 2008)**

Le charbon est classé par type, en fonction de sa dureté et de sa teneur en énergie. On trouve quatre types de charbon au Canada (CAC, 2019) :

- Anthracite – charbon dur et brillant à forte teneur en énergie utilisé pour le chauffage des locaux et la fabrication de l'acier;
- Lignite – charbon de basse catégorie, souvent appelé houille brune, qui est utilisé presque exclusivement pour la production d'électricité;
- Charbon bitumineux – charbon noir et dense utilisé comme charbon cokéfiable dans la fabrication de l'acier ou la production d'électricité;
- Charbon subbitumineux – charbon dont les propriétés se classent entre celles du lignite et celles du charbon bitumineux. Il a généralement une teneur en soufre plus faible que les autres types et est habituellement utilisé dans la production d'électricité.

Le Canada compte actuellement 24 mines de charbon autorisées, dont 19 sont en exploitation, et elles sont situées principalement dans l'Ouest canadien, ce qui comprend 10 mines en Colombie-Britannique et 9 en Alberta. Les gisements de charbon en profondeur sont exploités au moyen de puits verticaux ou horizontaux (souterrains); toutefois, toutes les mines de charbon souterraines ont cessé leurs activités au Canada en 2015 (CAC, 2019), et la production canadienne de charbon est dominée par l'exploitation à ciel ouvert de gisements relativement peu profonds (c.-à-d. mines à ciel ouvert).

### Production canadienne de charbon

La production canadienne de charbon est généralement répartie entre le charbon métallurgique, utilisé comme intrant dans la fabrication de l'acier, et le charbon thermique, utilisé comme combustible, principalement pour la production d'électricité. En 2016, les mines de charbon

canadiennes ont produit environ 61 millions de tonnes de charbon, le charbon thermique représentant environ 52 % de cette production (tableau 12). Le Canada est un exportateur net de charbon; il a exporté plus de 30 millions de tonnes de charbon en 2016 et en a importé un peu plus de 6,3 millions de tonnes, principalement des États-Unis.

**Tableau 12: Production canadienne de charbon en tonnes métriques pour 2016, ventilée par type et incluant la production intérieure, les exportations et les importations (ONE, 2018f).**

| Type de charbon | Production (tonnes) | Exportations (tonnes) | Importations (tonnes) | Demande intérieure (tonnes) |
|---|---|---|---|---|
| Thermique | 31 430 000 | 2 207 000 | 2 857 000 | 30 380 000 |
| Métallurgique | 29 550 000 | 28 570 000 | 3 451 000 | 6 130 000 |
| Total | 61 000 000 | 30 780 000 | 6 308 000 | 36 510 000 |

Aux fins de la Norme sur les combustibles propres, la présente étude met l'accent sur le calcul de l'intensité en carbone du charbon thermique seulement, y compris sa production et son utilisation dans les centrales électriques au charbon. Bien que le gouvernement du Canada ait adopté une loi fédérale en 2016 pour éliminer progressivement l'utilisation de l'électricité produite à partir du charbon au Canada d'ici 2030, il y a encore plusieurs provinces où le charbon constitue une source importante d'électricité, notamment l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse (figure 7). La production d'électricité à partir du charbon au Canada a consommé plus de 30 millions de tonnes de charbon en 2016 (RNC, 2019b), ce qui représente plus de 83 % de la demande intérieure (tableau 12).

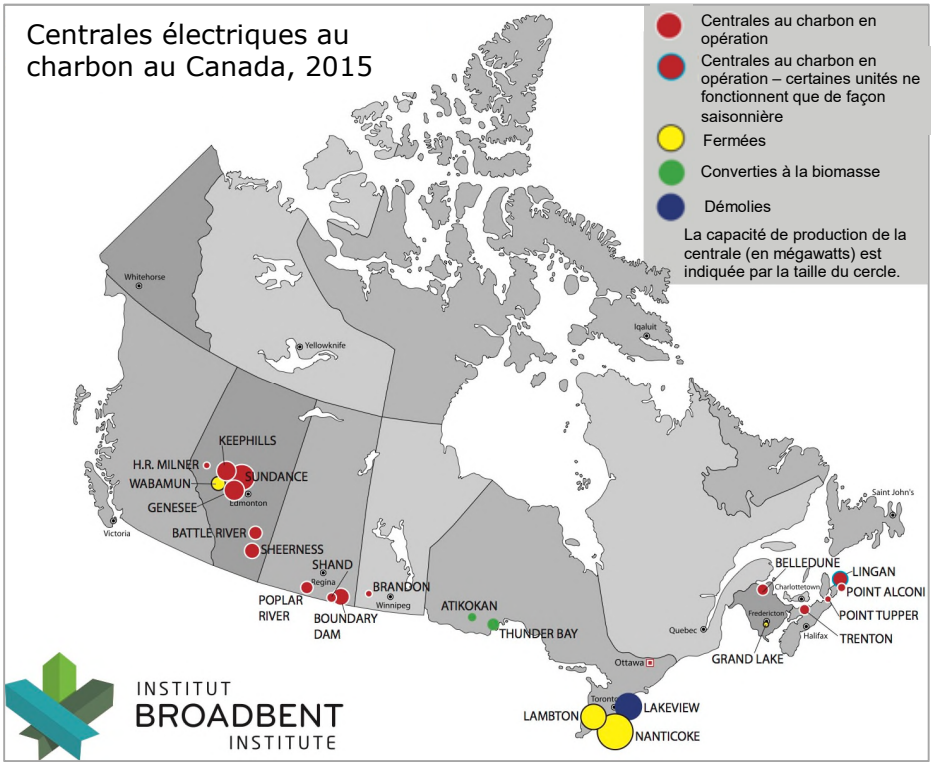



**Figure 7. Emplacements des centrales électriques au charbon au Canada en 2015, y compris les centrales qui ont été fermées, converties et démolies. (Institut Broadbent, 2015)**

## 3.5 Critères de coupure

Des critères d'élimination sont utilisés dans les ACV afin de sélectionner les processus ou flux à inclure dans les limites du système. Les processus ou flux inférieurs à ces critères ou seuils peuvent être exclus de l'étude. Plusieurs critères sont utilisés dans les ACV pour déterminer quels intrants doivent être pris en compte, y compris la masse, l'énergie et l'importance environnementale. Comme l'indique la norme ISO 14044, l'identification initiale des intrants uniquement en fonction de la contribution de la masse peut donner lieu à l'omission d'importants intrants dans l'étude. Par conséquent, l'énergie et l'importance environnementale devraient également être utilisées comme critères d'élimination, en particulier dans les études visant à étayer les affirmations comparatives faites au public. La norme ISO 14044 précise plusieurs options pour les critères d'élimination :

- Masse : inclusion de tous les intrants qui, cumulativement, contribuent davantage qu'un pourcentage défini à l'intrant de masse du système de produits en cours de modélisation.
- Énergie : inclusion de tous les intrants dont la contribution cumulative est supérieure à un pourcentage défini des intrants énergétiques du système de produits.
- Importance environnementale : inclusion des intrants dont la contribution cumulative est supérieure à une quantité définie supplémentaire de la quantité estimée de données individuelles du système de produits qui sont spécialement sélectionnées en raison de leur pertinence environnementale.

Des critères d'élimination semblables peuvent également être utilisés pour déterminer quels extrants devraient être liés à l'environnement (p. ex. émissions, déchets).

Dans le cadre de la présente étude, tous les efforts possibles ont été déployés pour inclure tous les flux pertinents associés aux filières de combustibles étudiées, et il n'a pas été nécessaire d'utiliser de critères d'élimination, à l'exception des processus exclus énumérés à la section 3.6. Au cours de la phase d'interprétation, un critère d'importance environnementale de 1 %, calculé grâce à la méthode d'évaluation de l'impact, a été utilisé pour tester la sensibilité des résultats aux hypothèses et aux substitutions de données faites. Les résultats d'une analyse des intrants et des extrants économiques pour les secteurs pertinents ont servi à éclairer les décisions relatives aux critères d'élimination pour les processus résumés à la section 3.6, et un sommaire de ces résultats figure à l'annexe E. Les critères d'élimination et les décisions concernant l'exclusion des processus ont été appliqués aux processus individuels. Ces critères sont répartis dans tout le système, et aucun seuil cumulatif n'a été calculé. Il importe de souligner que la somme des répercussions de tous les processus exclus peut ne pas être négligeable et qu'il s'agit d'une limite de l'étude découlant des limites choisies pour le système.

## 3.6 Processus exclus

Habituellement, dans une ACV, certains aspects des limites du système sont exclus en raison de leur insignifiance sur le plan statistique ou de leur manque de pertinence par rapport à l'objectif. Par exemple, les répercussions de la fabrication et de l'entretien des infrastructures associées aux systèmes de transport et aux technologies de combustion sont très variables et leur contribution à l'intensité en carbone est négligeable, de sorte qu'elles sont généralement exclues des ACV des systèmes énergétiques. Les processus exclus des calculs de l'IC des combustibles fossiles canadiens sont les suivants :

- construction et déclassement de mines et de sites de forage;

- construction et déclassement d'installations de production, y compris les raffineries et les usines de valorisation;
- fabrication d'infrastructures de transport de combustibles (p. ex. pipelines, camions, navires, routes);
- fabrication d'infrastructures de combustion de combustibles (p. ex. véhicules, chaudières);
- exploration pétrolière et gazière;
- émissions de GES associées aux combustibles exportés;
- activités de recherche et de développement;
- activités indirectes associées à la production de combustibles, comme les activités de commercialisation et de comptabilité et les activités juridiques.

Les données sur les processus exclus sont, dans la plupart des cas, très exclusives et non accessibles. En général, les activités varient beaucoup d'un projet à l'autre. Les données sur les intrants et extrants environnementaux des États-Unis indiquent que les répercussions de ces activités sont relativement faibles (<2 %); par conséquent, jusqu'à ce que nous puissions les mesurer plus précisément en fonction du combustible, le fait de ne pas les inclure dans les limites permet d'effectuer une comparaison plus solide (NETL, 2014). Cette justification s'applique à chacun des processus exclus. L'annexe E présente un résumé des résultats sur les intrants et extrants qui ont été utilisés pour éclairer les décisions relatives aux critères d'élimination.

Il convient également de mentionner que, puisque l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles ne repose pas sur les bases de données d'ACV autorisées (p. ex. ecoinvent), d'autres activités du cycle de vie moins importantes peuvent être exclues par omission indirecte. Les ensembles de données dans les bases de données d'ACV comprennent habituellement des activités comme la fabrication d'infrastructures, le traitement des déchets et des eaux usées, l'énergie utilisée pour alimenter les appareils à combustion, etc. D'un point de vue cumulatif, ces activités du cycle de vie, dont la faible contribution se fait de manière isolée, peuvent ne pas être négligeables dans l'ensemble, et il s'agit d'une limite de l'étude découlant des limites choisies pour le système.

## 3.7 Hypothèses

Selon la disponibilité des données, plusieurs hypothèses ont été formulées et vérifiées pour déterminer si elles dépassaient le seuil d'importance environnementale de 1 %.

### 3.7.1 Hypothèses relatives aux filières de combustibles fossiles

Les hypothèses relatives aux filières de combustibles fossiles mettent l'accent sur les activités exclues de l'importance fondée sur les limites du système (c.-à-d. les critères d'élimination), la disponibilité des données, ainsi que la portée prédéterminée du projet et les limites du système. Les processus exclus des limites du système sont l'exploration, l'établissement d'un site de forage ou d'une mine, ainsi que la construction et le déclassement des infrastructures de traitement et de transport. Il est à noter que le modèle OPGEE attribue une faible importance à bon nombre de ces processus, car leur contribution est inférieure à 0,01 g d'éq. $CO_2$ par MJ produite (El-Houjeiri et coll., 2017). Des détails supplémentaires sur les hypothèses de modélisation pour chaque filière de combustibles sont fournis dans les sections propres à chaque filière.

### 3.7.2 Changement d'affectation des terres pour les combustibles fossiles

Selon un examen des outils existants et des études importantes sur les émissions de GES du cycle de vie des filières de combustibles fossiles, les émissions provenant du changement d'affectation des terres (CAT) direct généralement soit exclues, soit incluses et associées à un faible niveau de précision compte tenu des facteurs d'émission moyens (Wang et coll., 2018; GHGenius, 2018; Masnadi et coll., 2018; OCI, 2018; Yet et coll., 2010). Le CAT direct est différent du CAT indirect, puisque le CAT direct désigne les terres dont l'affectation a changé (p. ex. terres forestières transformées en terres de culture), tandis que le CAT indirect renvoie aux changements apportés partout dans le monde en raison de l'expansion d'une activité économique (p. ex. accroissement de la production et de la demande d'éthanol de maïs entraînant une augmentation du nombre de terres de maïs dans le monde par l'entremise de la conversion des terres de culture existantes ou d'autres types de terres, comme les forêts, en terres de maïs). La quantification des CAT indirects nécessite une modélisation économique mondiale et n'est pas incluse dans la portée de la présente étude.

GHGenius n'inclut pas les émissions des CAT pour les filières du pétrole brut et du gaz naturel. L'outil comprend les CAT pour les mines de charbon, reposant sur une valeur moyenne mondiale (qui n'est pas propre au Canada) établie par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour les mines à ciel ouvert et réduisant ce facteur d'émission de manière quelque peu arbitraire pour attribuer les émissions aux mines de charbon souterraines. Le modèle GREET n'inclut pas les CAT pour la production de gaz naturel et de pétrole brut. Pour certains types particuliers d'extraction de pétrole brut (p. ex. schiste de Bakken), il existe des rapports d'étude GREET qui comprennent un facteur d'émission général de l'outil OPGEE, mais ce facteur n'est pas appliqué uniformément dans toutes les filières. Ces facteurs ne sont pas propres au Canada. La recherche sur le pétrole brut effectuée par l'équipe du Oil Climate Index (OCI) s'appuie sur les facteurs d'émission généraux de l'outil OPGEE pour tenir compte des émissions découlant des CAT. Ces facteurs ne sont pas propres au Canada. Le dernier rapport du NETL sur la production de gaz naturel aux États-Unis comprend les émissions associées aux CAT. Cela englobe des estimations de la quantité et des types de changements d'affectation des terres résultant de la construction de puits de gaz naturel et l'utilisation de facteurs d'émission généraux des États-Unis pour les changements d'affectation des terres provenant de l'EPA, en fonction du type d'affectation des terres.

En général, bien qu'une attention particulière ait été accordée aux émissions de GES associées aux CAT pour la production de bioénergie, celles associées aux CAT pour les systèmes de combustibles fossiles n'ont pas été examinées de façon systématique (Yet et coll., 2010). Selon l'étude de Yeh et de ses collaborateurs, les CAT représentaient un faible ou modeste pourcentage des émissions de GES du cycle de vie du pétrole classique de l'Alberta (de 0,1 % à 4 %) et de l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux (de 0,9 % à 11 %). Cela pourrait entraîner une incertitude importante à l'égard des résultats.

En se fondant sur un examen de la documentation citée ci-dessus, l'équipe de projet a dressé une liste de préoccupations au sujet de l'inclusion des CAT pour les systèmes de combustibles fossiles, notamment les suivantes :

- Uniformité avec la modélisation des combustibles à faible intensité en carbone :
    - Même si l'inclusion d'une sorte de CAT pour les combustibles fossiles serait plus cohérente, puisque les CAT seront inclus pour les combustibles à faible intensité en carbone, la même méthodologie ne serait pas utilisée pour estimer les émissions découlant des CAT pour les deux groupes de combustibles;

    - Les émissions de GES associées aux CAT pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone seront fondées sur la conversion des terres à des fins agricoles pour toutes les matières premières agricoles et les facteurs d'émission établis à partir de la documentation publiée;
    - Les CAT pour les filières de combustibles fossiles pourraient être fondés sur la conversion des terres à des fins multiples (p. ex. exploitation minière) et ne s'appliqueront pas universellement à tous les combustibles (p. ex. peuvent s'appliquer au schiste, peuvent ne pas s'appliquer au pétrole brut importé et à la production non bitumineuse).
- Disponibilité des données
    - Les données proviendraient directement de la documentation et constitueraient, au mieux, des estimations du contexte canadien de 2016;
    - L'inclusion des CAT en fonction des valeurs moyennes établies dans la documentation pourrait entraîner une incertitude accrue à l'égard des résultats, au lieu d'aider à comprendre l'intensité en carbone réelle des combustibles fossiles.
- Autres modèles et sources de données – manque de consensus sur la méthode et les sources de données
    - GHGenius n'inclut pas les CAT pour le pétrole brut ou le gaz naturel;
    - Le modèle GREET n'inclut pas les CAT pour toutes les sources de pétrole brut et le gaz naturel :
    - La modélisation du NETL inclut les CAT, mais ceux-ci sont propres aux facteurs d'émission et au type de terres converties des États-Unis;
    - Le fait que d'autres outils et études s'appuient sur des sources documentaires externes révèle un manque de consensus quant à la méthode de calcul et aux sources de données afin d'inclure des CAT représentatifs pour les combustibles fossiles dans le calcul de l'intensité en carbone.

Compte tenu de ces considérations et des conclusions de l'examen de la documentation, le changement d'affectation des terres a été exclu des limites du système pour les valeurs de l'intensité en carbone de base des filières de combustibles fossiles. Les valeurs établies dans la documentation disponible qui sont mentionnées ci-dessus pourraient être activées et désactivées dans l'outil de modélisation de l'AVC des combustibles et accompagnées d'une note sur l'absence de consensus dans le milieu scientifique. *Nous recommandons d'envisager l'inclusion des CAT dans les mises à jour ultérieures du modèle dans le cas où de meilleurs renseignements sur la méthode de calcul et les sources de données seraient obtenus dans le contexte canadien.*

## 3.8 Affectation de coproduits

Lors d'une ACV, il y a des situations d'affectation où le système étudié est un processus multifonctionnel et où les extrants (ou fonctions) ne sont pas tous utilisés pour l'unité fonctionnelle examinée. Selon la norme ISO 14044, on devrait éviter l'affectation des intrants de processus en subdivisant davantage le système pour isoler les coproduits ou en utilisant l'approche d'expansion des limites du système. Si l'affectation ne peut être évitée, une méthode d'affectation fondée sur la causalité physique (masse ou teneur en énergie, par exemple) ou d'autres relations (valeur économique, etc.) devrait être utilisée (ISO, 2006b).

Dans le cadre de l'élaboration de la NCP, ECCC définira une approche pour la modélisation des systèmes multifonctions, ce qui comprend une approche par défaut précise pour l'affectation des coproduits. ECCC a publié une note de politique sur l'affectation des coproduits, et

l'approche actuelle pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles est fondée sur cette note de politique provisoire (voir l'annexe A du rapport sur l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). Selon la directive actuelle d'ECCC sur l'affectation des coproduits, lorsque l'affectation est inévitable, elle devrait être fondée sur les relations physiques sous-jacentes. Comme l'indique la norme ISO 14044, l'affectation devrait refléter la façon dont les intrants et les extrants sont modifiés par les changements quantitatifs apportés aux fonctions ou aux produits fournis par le système. Dans les systèmes de production de combustibles, la teneur en énergie, aussi appelée PCS, est généralement reconnue comme la mesure la plus appropriée. Cette méthode d'affectation offre l'objectivité requise à des fins réglementaires et élimine la subjectivité des méthodes de substitution et d'affectation économique. Par conséquent, ECCC recommande une approche hybride, où la principale méthode d'affectation a trait à la relation physique avec la teneur en énergie (la teneur en masse peut être utilisée comme substitut si les données sur l'énergie ne sont pas disponibles). Toutefois, s'il y a lieu, les émissions ne devraient pas être appliquées aux coproduits inutilisés (p. ex. l'électricité produite par cogénération se verrait attribuer toutes les émissions s'il n'y a pas d'utilisateur de la chaleur).

Le choix de la méthode d'affectation, utile pour la normalisation, la transparence et la clarté du processus décisionnel, est en fait un choix de modèle et il n'y a pas de « bonne » façon d'affecter les coproduits. L'affectation en fonction de l'énergie sera utilisée comme approche par défaut, et la version de l'administrateur de l'outil permettra de mettre à l'essai différentes affectations pour les combustibles fossiles de base. Lorsque l'affectation peut être insuffisante et que le remplacement est plus pertinent, la méthode de remplacement peut être utilisée.

La nécessité d'affecter les fardeaux environnementaux entre les produits et les coproduits se fait sentir à plusieurs moments au cours du cycle de vie de plusieurs filières de combustibles fossiles :

- Installations de traitement du gaz naturel qui produisent du gaz naturel commercialisable et divers produits de LGN :
    - Chacun des produits est vendu à des industries différentes dans des marchés différents; le soufre peut être stocké jusqu'à ce qu'on trouve un acheteur. Les données sur les volumes de production de soufre des installations de traitement du gaz naturel étaient limitées et, par conséquent, les répercussions de la récupération du soufre (c.-à-d. le traitement du gaz corrosif) n'ont été affectées qu'aux LGN et non au soufre.
- Installations de valorisation du pétrole brut lourd et du bitume qui produisent du coke de pétrole et du soufre en tant que coproduits :
    - Chacun des produits est vendu à différentes industries dans différents marchés, et certains peuvent être stockés en vue d'une utilisation future ou d'un achat futur.
- Raffineries de pétrole brut qui produisent des charges pétrochimiques, du coke de pétrole et des lubrifiants en tant que coproduits :
    - Chacun des produits est vendu à différentes industries dans différents marchés, et certains peuvent être stockés.

Aux fins de la présente étude, aucun fardeau environnemental n'a été affecté à d'autres coproduits non combustibles provenant des raffineries de pétrole brut, comme l'huile minérale et l'asphalte.

Pour plusieurs des filières énergétiques modélisées dans l'étude, les déchets d'autres activités industrielles sont également utilisés comme matières premières. Le fait qu'une matière première

énergétique soit identifiée en tant que coproduit ou en tant que déchet a des répercussions importantes sur l'affectation des fardeaux environnementaux. Selon la section 4.3.4.2 de la norme ISO 14044, les fardeaux environnementaux ne devraient être affectés qu'aux coproduits et non aux déchets (ISO, 2006b). Un déchet est défini comme une substance ou un objet destiné à être éliminé, tandis qu'un coproduit est défini comme l'un des deux produits ou plus issus du même processus unitaire ou système de produits (ISO, 2006b). À l'étape clé 2, cette distinction est importante pour la filière du coke de pétrole. L'affectation des émissions à la filière du coke de pétrole est analysée à la section 4.7.

## 3.9 Méthode d'évaluation de l'impact

Des méthodes d'évaluation de l'impact sont utilisées dans le cadre d'une ACV pour convertir les données de l'inventaire du cycle de vie (ICV) (émissions environnementales et extraction de matières premières) en un ensemble de répercussions environnementales potentielles.

L'objectif de la présente étude est de calculer les valeurs de l'intensité en carbone pour les filières de combustibles fossiles et de combustibles à faible IC, exprimées en grammes d'équivalent $CO_2$ par MJ d'énergie. Les intensités en carbone calculées dans l'étude comprennent principalement les contributions au réchauffement planétaire du $CO_2$, du $CH_4$, du $N_2O$ et du $SF_6$, selon les facteurs de caractérisation du GIEC pour un horizon de 100 ans. D'autres émissions de GES pourraient être incluses dans les itérations ultérieures de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, mais les inventaires compilés dans le cadre du projet comprennent principalement les émissions de ces quatre éléments. Un horizon de 100 ans est utilisé, car il s'agit du facteur de caractérisation le plus fréquemment appliqué dans l'ACV des combustibles, ce qui facilite la comparaison avec les résultats d'autres études, et cet horizon a récemment été confirmé par l'Initiative sur le cycle de vie du Programme des Nations Unies pour l'environnement comme mesure privilégiée de l'ACV concernant les effets à court terme des changements climatiques[3]. Dans la présente étude, un facteur de 30 pour le méthane fossile a été utilisé pour les émissions de méthane. Le tableau 13 présente un résumé des facteurs de caractérisation les plus récemment mis à jour par le GIEC pour calculer l'éq. $CO_2$.

**Tableau 13: Facteurs de caractérisation des émissions de GES utilisés pour calculer les IC des combustibles fossiles**

| Gaz | PRP100 du 5RE GIEC, y compris le carbone biogénique |
|---|---|
| **$CO_2$** | 1 |
| **$CH_4$ (fossile)** | 30 |
| **$CH_4$ (biogénique)** | 28 |
| **$N_2O$** | 265 |
| **$SF_6$** | 23 500 |

*Source : GIEC 2013 – annexe 8A, tableau 8A1*

Une liste complète des gaz à effet de serre, des facteurs d'impact et de l'incertitude connexe figure à l'annexe du rapport sur l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019).

[3] https://www.lifecycleinitiative.org/download/5746/ pour justifier l'utilisation du PRP100 (potentiel de réchauffement planétaire 100).

## 3.10 Limites de l'étude

Les travaux effectués dans le cadre du projet ne concernent que les combustibles produits et consommés au Canada. Les conclusions ou les hypothèses ne devraient pas être appliquées aux combustibles produits ou utilisés ailleurs. Les modèles de combustibles fossiles porteront sur la consommation moyenne de combustibles au Canada en 2016. Lorsque les processus de production diffèrent, les résultats ne sont pas valides. Les limites des données pour certaines filières de combustibles sont indiquées dans les sections sur chaque filière. Il convient de souligner que, bien que les données sur les produits de pétrole brut aient été limitées, davantage de données propres à l'industrie canadienne étaient disponibles par rapport aux données accessibles pour la modélisation du gaz naturel.

## 3.11 Limites de la méthodologie de l'ACV

La capacité de l'ACV de tenir compte de l'ensemble du cycle de vie d'un produit en fait un outil intéressant pour évaluer les répercussions environnementales potentielles. Néanmoins, à l'instar d'autres outils d'analyse de la gestion environnementale, l'ACV a plusieurs limites. Celles-ci peuvent être liées à la qualité des données et à l'inaccessibilité de données potentiellement pertinentes.

La Norme sur les combustibles propres met étroitement l'accent sur l'intensité en carbone ou le potentiel de réchauffement planétaire. En raison de cette cible étroite, des combustibles qui offrent la réduction requise de l'intensité en carbone pourraient en fait avoir des répercussions environnementales non quantifiées supérieures aux niveaux de référence dans d'autres secteurs, comme l'eutrophisation (enrichissement en éléments nutritifs), les émissions de particules ou la toxicité. Pour comprendre les répercussions environnementales plus vastes d'une filière de combustibles, il est recommandé d'effectuer une ACV complète conformément à la norme ISO 14044.

Veuillez noter que les résultats de l'évaluation de l'impact du cycle de vie constituent des expressions relatives et ne prédisent pas les répercussions sur les paramètres des catégories (p. ex. santé humaine, espèces sauvages), le dépassement des seuils ou les risques.

# 4. Inventaire du cycle de vie

## 4.1 Collecte des données de l'ICV

La portée du projet n'a pas permis la collecte de nouvelles données primaires sur les producteurs de combustibles, de sorte que l'ICV est composé d'une gamme de données secondaires sur les filières de combustibles au Canada. Les sources de données comprennent les publications et les statistiques du gouvernement, les publications et les statistiques de l'industrie, les résultats d'outils de modélisation reconnus et accessibles au public (surtout pour les combustibles fossiles), ainsi que des données documentaires pour combler les lacunes des sources de données secondaires plus officielles. Les sections qui suivent décrivent les sources de données sur les combustibles fossiles et les lacunes connexes. Des renseignements plus détaillés sur les sources de données figurent également à l'annexe A. Les données de l'ICV et les calculs ont été soigneusement documentés pour assurer la transparence et comprennent des métadonnées détaillées et des renseignements sur l'incertitude qui sont enregistrés dans le

modèle de documentation des données. La sélection des données s'est faite en fonction des préférences en matière de qualité des données établies pour le projet et des directives ISO sur la cohérence et l'exhaustivité des données. Les données utilisées pour chaque type de combustible sont résumées dans les sections respectives.

## 4.2 Données de l'inventaire du cycle de vie

Voici un aperçu des sources de données utilisées à l'étape clé 2 et des lacunes cernées au chapitre des données.

### 4.2.1 Sources de l'ICV et lacunes dans les données sur les filières de combustibles fossiles

Il existe plusieurs sources de données concernant les divers aspects des filières de combustibles fossiles, y compris les modèles existants de sources ouvertes, les bases de données publiques et les rapports publiés. Le modèle *Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator* (OPGEE), version 2.0, est un modèle d'ingénierie qui permet d'estimer les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut. Le *Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model* (PRELIM), version 1.3, constitue une représentation en masse et en énergie du processus de raffinage qui permet d'estimer les émissions de GES provenant de l'essence mélangée, du carburéacteur, du diesel à très faible teneur en soufre, du mazout, du coke, des fractions lourdes liquides, du gaz de pétrole liquéfié (facultatif), des charges pétrochimiques (facultatif) et de l'asphalte (facultatif). En plus de ces modèles, plusieurs sources de données publiques ont été utilisées dans le cadre du projet, notamment les suivantes :

1. Alberta Energy Regulator, rapports statistiques, https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports
2. OCTNLHE, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
3. Office national de l'énergie, Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada, https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/stmtdprdctn-fra.html
4. Ressources naturelles Canada, Base de données Basin, accessible à l'adresse suivante : https://basin.gdr.nrcan.gc.ca/index_f.php
5. International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), données annuelles sur les GES : www.IOGP.org
6. National Energy Technology Laboratory (NETL), données de référence https://www.netl.doe.gov/
7. Petrinex Alberta, données publiques https://www.petrinex.ca/PD/Pages/APD.aspx
8. Statistique Canada : https://www.statcan.gc.ca/fra/debut
9. Wood Mackenzie, données sur les raffineries de pétrole en aval, disponibles à l'achat : https://www.woodmac.com/

Les données de ces sources ont été compilées dans le cadre du projet par un sous-traitant appelé AFARA, pour aider à modéliser les caractéristiques de l'approvisionnement en pétrole brut et les configurations des raffineries. Enfin, les ressources documentaires ont aussi constitué une source principale de données sur les filières de combustibles fossiles. En 2017, Cooney et ses collaborateurs ont présenté une méthodologie utile servant à éclairer et à établir les valeurs de l'intensité en carbone de base des combustibles fossiles. En 2018, Orellana et ses collaborateurs ont fourni un modèle statistique pour les activités d'extraction in situ des sables bitumineux. Les données utiles sur le pétrole brut, accompagnées des intensités en carbone en amont à l'échelle du pays, proviennent de Masnadi et de ses collaborateurs (2018). En outre, en 2018, Sleep et ses collaborateurs ont intégré la spécificité canadienne à la

méthodologie et aux données en ce qui a trait aux activités d'extraction et de valorisation des sables bitumineux. La documentation fournie par Environnement et Changement climatique Canada, notamment l'examen de la documentation sur l'intensité des émissions de gaz naturel en amont (D'Antoni, 2018), est également utilisée dans le cadre des présents travaux.

Les données sur le transport et la distribution ont été recueillies sur le site Web Gouvernement ouvert (https://open.canada.ca/fr), entre autres sources. Les données de 2016 ont été utiles pour déterminer la consommation réelle d'énergie pour le transport et la production, en plus de la consommation par région. Des renvois précis aux données utilisées sont fournis dans les sections qui décrivent les filières complètes de combustibles et dans la section 4.9.

## 4.3 Exigences relatives à la qualité des données

Les données de l'inventaire du cycle de vie (ICV) utilisées dans la modélisation des combustibles fossiles sont composées soit de données propres aux systèmes canadiens, soit de données d'autres administrations qui sont considérées comme suffisamment représentatives et qui sont modifiées pour inclure l'énergie et les émissions au Canada ou de données d'autres administrations qui sont considérées comme suffisamment représentatives sans modification. Les données de l'ICV comprennent également des données officielles fondées sur des mesures établies par les producteurs qui déclarent des données, ainsi que des données documentaires non vérifiées qui sont modifiées en fonction du jugement d'experts et d'hypothèses.

Les normes ISO indiquent que les exigences en matière de qualité des données devraient être précisées pour respecter l'objectif et la portée de l'ACV (ISO, 2006). Dans la présente section, nous décrivons un ensemble d'exigences en matière de qualité des données pour le cycle de vie de la production canadienne de combustibles fossiles, ce qui comprend un arbre décisionnel qui a servi à orienter les décisions relatives à la collecte de données.

### 4.3.1 Processus unitaires d'avant-plan

Les processus unitaires d'avant-plan du projet comprennent les activités primaires liées à l'extraction et à la production des matières premières de carburant, au transport et à la transformation des matières premières, à la conversion des matières premières en produit final et aux émissions par MJ d'énergie (PCS). Étant donné que ces activités sont cruciales pour quantifier l'intensité en carbone et déterminer la représentativité de l'outil de la NCP pour les filières de combustibles au Canada, nous avons fait tout notre possible pour utiliser les meilleures données canadiennes accessibles afin de caractériser les intrants et les extrants de tous les processus unitaires d'avant-plan. Les exigences précises en matière de qualité des données pour ces processus sont présentées ci-dessous par ordre de priorité :

1. Données canadiennes propres aux régions provenant de sources officielles (p. ex. producteurs, statistiques gouvernementales, données recueillies pour les bases de données de l'inventaire du cycle de vie au Canada) pour l'industrie ou la technologie particulière à l'étude.
2. Données canadiennes propres aux régions tirées de publications et d'études universitaires.
3. Données canadiennes moyennes provenant de sources officielles pour l'industrie ou la technologie particulière à l'étude (p. ex. producteurs, statistiques gouvernementales).
4. Données canadiennes moyennes régionales ou nationales provenant de sources non officielles pour l'industrie ou la technologie particulière à l'étude.
5. Données nord-américaines reposant sur la même hiérarchie que ci-dessus.

6. Données américaines provenant de sources officielles associées à l'industrie ou à la technologie particulière à l'étude, mises à jour pour refléter les systèmes ou les conditions énergétiques de base du Canada, dans la mesure du possible.
7. Données américaines provenant de sources officielles associées à l'industrie ou à la technologie particulière à l'étude.
8. Données officielles de l'extérieur du Canada et des États-Unis pour l'industrie ou la technologie particulière à l'étude.

En général, le niveau de qualité des données pour les processus d'avant-plan diminue à mesure que l'on descend dans la hiérarchie. Cela se reflète dans l'évaluation de la qualité des données et est pris en compte dans l'analyse de l'incertitude.

### 4.3.2 Processus unitaires d'arrière-plan

Les processus unitaires d'arrière-plan du projet comprennent les activités en amont qui soutiennent les activités des processus d'avant-plan, par exemple la production d'électricité pour approvisionner une activité industrielle. Bien qu'en arrière-plan, ces activités peuvent tout de même contribuer grandement aux émissions de GES du cycle de vie des filières de combustibles au Canada; toutefois, certaines ont une incidence faible ou négligeable sur l'intensité en carbone de ces filières (p. ex. combustibles transportés par pipeline sur de courtes distances, petit pourcentage de pétrole brut transporté par pétrolier), et les exigences relatives à la qualité des données sont donc moins rigoureuses pour ces processus unitaires. Les exigences en matière de qualité des données pour ces processus sont les mêmes que celles indiquées ci-dessus pour les processus unitaires d'avant-plan, sauf que des données non vérifiées de l'extérieur du Canada et des États-Unis peuvent être prises en considération lorsque le processus modélisé ne contribue pas de façon importante aux émissions de GES du cycle de vie. Cela ne signifie pas que ces données ne sont pas incluses. Cela signifie qu'elles sont incluses, mais qu'elles proviennent de sources qui ne sont pas propres au Canada ou à la période de modélisation, au lieu qu'on ait accès à des données précises.

### 4.3.3 Filières de combustibles fossiles

Comme on le mentionne précédemment dans la présente section, les préférences en matière de qualité des données pour les filières de combustibles fossiles sont strictes car on utilise les valeurs de l'intensité en carbone des combustibles fossiles pour réglementer les producteurs de combustibles fossiles en vue d'atteindre les cibles de réduction prévues par la loi. D'autres préférences sont décrites ci-dessous.

**Niveau d'agrégation privilégié pour les données empiriques et modélisées**

1. Données canadiennes sur les différentes filières de combustibles (p. ex. site d'extraction, installation de valorisation, pipeline, raffinerie, etc.)[4]
2. Données agrégées canadiennes sur les filières de combustibles (p. ex. installation moyenne d'extraction in situ en Alberta, raffinerie, etc.)
3. Données modélisées sur les filières de combustibles reposant sur des paramètres canadiens (p. ex. ratio vapeur-pétrole moyen, densité API, distances des pipelines, etc.)
4. Données américaines ou internationales sur les filières de combustibles (p. ex. données de substitution appliquées au contexte canadien).

[4] Le niveau de désagrégation a été rajusté en fonction des données disponibles et des ressources du projet.

**Sources de données autorisées[5]**

1. Données publiques ou de sources ouvertes du gouvernement ou de l'industrie
2. Données universitaires/institutionnelles publiques ou de sources ouvertes
3. Données modélisées et estimées

Les données de certaines raffineries canadiennes ont servi à la modélisation dans le PRELIM, et les résultats ont été regroupés en fonction de l'emplacement de ces raffineries (soit, dans l'est et l'ouest du Canada), de l'emplacement de la source des produits de pétrole brut qu'elles consomment (est et ouest du Canada et importations), de l'endroit où les produits sont utilisés et de la similarité du type de raffinerie.

## 4.4 Approche de modélisation et calcul de l'intensité en carbone pour les combustibles fossiles

La présente section décrit l'approche de modélisation globale adoptée pour le calcul de l'intensité en carbone des combustibles fossiles. Le processus global consiste à utiliser les modèles OPGEE et PRELIM pour les produits de pétrole brut et à compléter leurs paramètres de modèle par défaut (p. ex. pratiques d'exploitation, production et IC en amont) au moyen des paramètres d'exploitation types observés dans l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Cette approche s'harmonise avec les méthodes utilisées par le National Energy Technology Laboratory (NETL) des États-Unis (NETL, 2014). Les émissions de GES déclarées et modélisées à l'échelle des installations ont servi à évaluer, à valider et/ou à préciser les paramètres et les résultats du modèle.

Les principales étapes de l'approche sont décrites ci-dessous en vue d'établir et de valider les résultats. Chaque étape comportait un examen mené par des conseillers et la fourniture de commentaires par ces derniers. Bien qu'elle soit présentée dans l'ordre, l'approche globale comprenait un processus itératif d'élaboration, d'analyse, d'examen et de révision avant l'établissement final des IC des filières de combustibles. L'approche de modélisation itérative est illustrée schématiquement à la figure 8.

**Étapes pour établir les IC des filières de combustibles**

1. Appliquer les modèles existants d'ACV et/ou d'intensité en carbone du cycle de vie concernant les étapes de processus dans la mesure du possible (p. ex. OPGEE/PRELIM) pour tous les processus pertinents au Canada.
2. Terminer la collecte de données et rapprocher les données recueillies :
    a. Recueillir les paramètres d'exploitation importants requis pour préparer les modèles OPGEE et PRELIM (voir les sections 4.5 et 4.6, respectivement); recueillir des données sur les volumes de production et la distribution des matières premières, des produits intermédiaires et des carburants de transport au Canada et les pouvoirs calorifiques supérieurs ou inférieurs.
    b. Utiliser les données recueillies sur les paramètres d'exploitation des processus requis par les modèles existants d'ACV et/ou d'intensité en carbone du cycle de vie (p. ex. ratio vapeur-pétrole pour les installations de DGMV, profondeur/pression des réservoirs, densité API, emplacement de la source, pouvoirs calorifiques supérieurs ou inférieurs), comme les données de Wood Mackenzie (WM), les données de l'Alberta Energy Regulator (AER) et les données découlant du contrat d'ECCC avec AFARA. Les données recueillies

[5] Veuillez noter que les données exclusives n'ont pas été acceptées.

sont représentatives des activités canadiennes, mais ne comprennent pas nécessairement une évaluation exhaustive de toutes les activités canadiennes.

c. Déterminer les hypothèses, les estimations et les paramètres de modélisation par défaut requis pour combler les lacunes au chapitre des données. Les hypothèses portent par exemple, sans s'y limiter, sur les configurations de l'extraction, de la valorisation et des raffineries modélisées dans les outils OPGEE et PRELIM, ainsi que les concordances sélectionnées dans la bibliothèque du PRELIM en ce qui a trait aux analyses de pétrole brut.

3. Saisir les paramètres dans les modèles existants d'ACV et/ou d'intensité en carbone du cycle de vie pour générer les intensités en carbone (IC) des émissions de GES, y compris (sans toutefois s'y limiter) :
    a. IC de l'électricité mises à jour en 2016 et fournies par ECCC
    b. IC de l'importation de pétrole brut et de gaz naturel
    c. Données de Wood Mackenzie
    d. Données d'AFARA
    e. Données d'ORTEC
    f. Données de l'AER
4. Effectuer une évaluation du marché pour élaborer un modèle des intrants et des destinations des produits intermédiaires et de la distribution des carburants de transport.
5. Établir des liens entre les processus de chaque étape au moyen des résultats de l'évaluation du marché. Des liens sont établis entre l'extraction, le prétraitement, le transport, le raffinage, la distribution et la combustion.
    a. Il convient de souligner que les filières complètes de combustibles ont été appariées pour s'assurer que les technologies de production du pétrole brut correspondent aux technologies de raffinage à mi-parcours.
6. Utiliser le module Brightway de l'outil Spinney (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019) pour calculer les IC du berceau à la porte du consommateur.

**Étapes pour valider et préciser les IC**

1. Comparer les résultats des modèles aux données sur les GES déclarées par les installations au gouvernement :
    a. Comparer les données déclarées au gouvernement (PDGES, 2016) aux résultats modélisés de l'OPGEE pour les installations, dans la mesure du possible
    b. Utiliser le PRELIM pour affecter les émissions globales des raffineries aux produits individuels en fonction de l'énergie et des unités de processus
    c. Utiliser le PRELIM pour estimer les besoins en hydrogène dans l'ensemble de la raffinerie et les émissions de GES provenant de la production d'hydrogène supplémentaire
    d. Comparer les émissions déclarées pour chaque installation (ECCC, 2018d) à celles calculées à l'aide du PRELIM et relever les écarts (le cas échéant)
    e. En cas d'écarts importants, vérifier les hypothèses de modélisation pour voir s'il y a des changements dans les résultats qui expliquent ou peuvent aider à expliquer les différences.
2. Valider et préciser les résultats au moyen d'autres modèles et documents existants :
    a. Examiner les IC présentant des écarts notables entre les émissions modélisées et les émissions déclarées; utiliser les résultats d'autres modèles (p. ex. GREET, GHGenius ou documentation) pour vérifier et préciser davantage les hypothèses

b. Vérifier les hypothèses et les paramètres d'exploitation par défaut pour voir s'il y a des changements dans les résultats qui expliquent ou peuvent aider à expliquer les différences

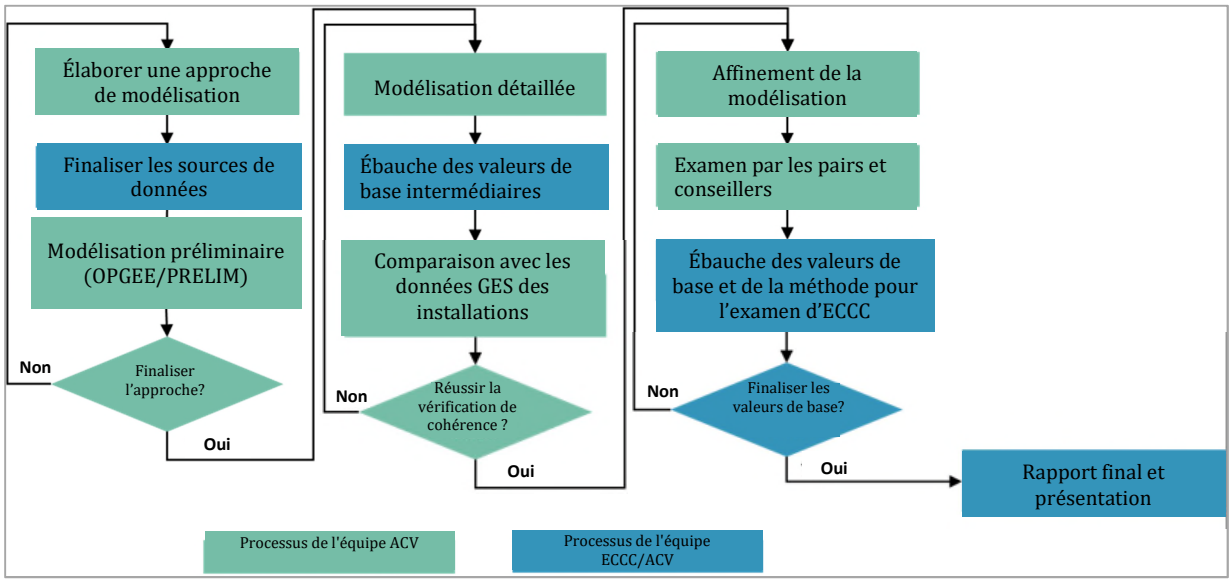



**Figure 8 : Diagramme de processus itératif pour la modélisation des combustibles fossiles**

### Agrégation des processus

Cette approche consiste à élaborer des modules de processus représentant les étapes clés (p. ex. extraction, valorisation, raffinage), qui sont ensuite regroupés pour représenter les filières de combustibles. Les modules de processus sont établis à partir de processus unitaires liés par des flux d'énergie et de matière. À l'instar des processus unitaires, les modules de processus peuvent être assemblés pour représenter des filières de combustibles et des systèmes complets.

Dans la présente étude, les détails des résultats liés à l'intensité en carbone du cycle de vie sont limités aux processus. Les modules de processus sont utilisés pour refléter divers niveaux de détail en fonction de la disponibilité des données, anonymiser les données des installations et montrer d'importantes distinctions dans les méthodes de production. En général, le type de réservoir/produit, la technologie de production et/ou la région ont été pris en compte à l'échelle des processus.

En résumé, les filières de combustibles ont été modélisées et regroupées principalement en trois niveaux :

- Niveau 3 – Processus unitaires : Processus de l'installation ou processus plus détaillés
- Niveau 2 – Modules de processus : Processus unitaires combinés à des groupes de processus qui représentent des technologies, des régions et des variations d'intrants/extrants pertinentes
- Niveau 1 – Système : Groupes de processus reliés représentant des filières entières

Les processus de niveau 3 ne sont pas présentés, afin de mettre l'accent sur l'industrie et non sur les installations individuelles. Ces processus englobent la modélisation à l'échelle des

installations, y compris celle effectuée à l'aide des modèles OPGEE et PRELIM (p. ex. raffinerie individuelle).

Les processus de niveau 2 sont illustrés dans le diagramme de processus (figure 9) et la modélisation effectuée à l'aide de l'outil Spinney. Ce sont les composantes modulaires du modèle et ils sont habituellement composés de plusieurs processus de niveau 3 (p. ex. raffineries de l'ouest et du centre du Canada ou toutes les installations d'extraction in situ). Ils sont reliés entre eux en fonction de leurs matières premières (intrants) et de leurs produits (extrants) pour former des filières de combustibles de niveau 1. Les processus de niveau 2 contiennent leurs propres processus de chaîne d'approvisionnement permettant de saisir d'autres produits consommables, déchets et sous-produits pertinents à l'étape du processus en question.

Les processus représentatifs à l'échelle des technologies (p. ex. l'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux par rapport à l'extraction in situ) comprennent les variations régionales, le cas échéant (p. ex. le raffinage dans l'ouest et le centre du Canada par rapport au raffinage dans l'est du Canada). Ce niveau d'agrégation a été rajusté pour tenir compte de la disponibilité des données sur des étapes de processus, des technologies et des secteurs particuliers.

Cette approche offre une résolution et une souplesse suffisantes pour modéliser la variété des technologies, des processus et des filières de combustibles classiques au Canada. À l'avenir, les modèles de processus pourront être regroupés ou subdivisés au besoin pour aider les utilisateurs de l'outil. Par exemple, le modèle peut inclure une moyenne pondérée en fonction du volume des processus en amont afin d'établir une intensité de GES unique pour les charges d'alimentation des raffineries.

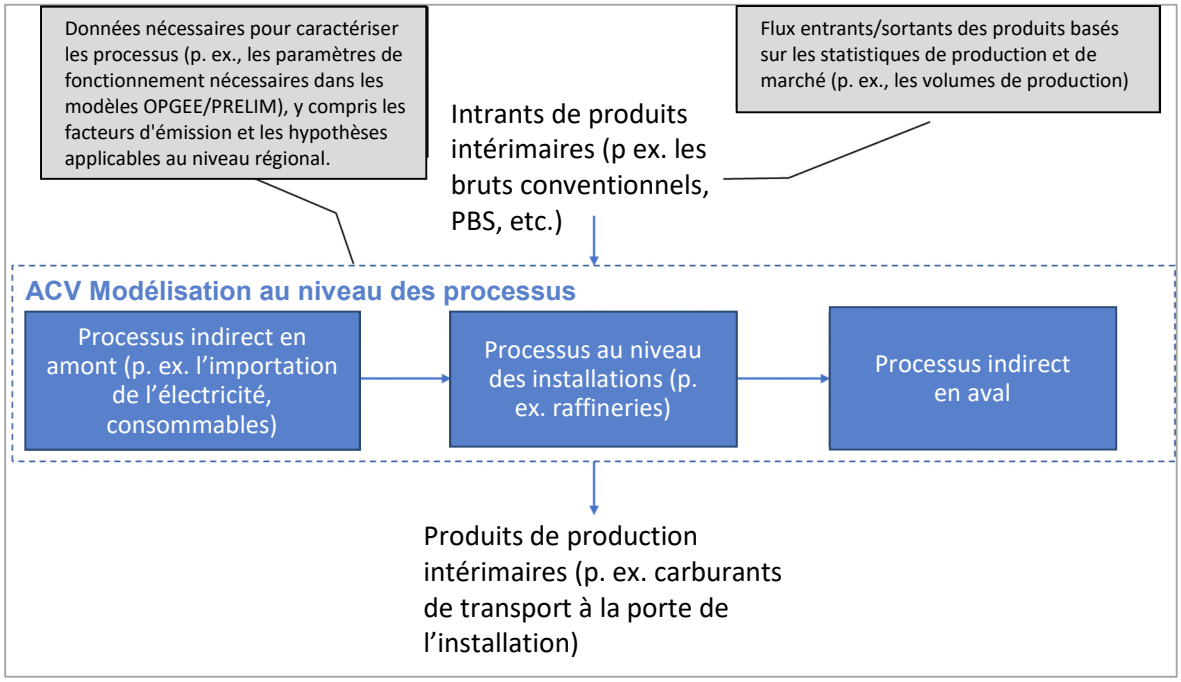



**Figure 9. Représentation schématique d'un module de processus générique (niveau 2) utilisé pour établir des modèles de filières de combustibles.**

**Avantages de l'approche**

Les étapes principales décrites ci-dessus correspondent aux approches antérieures appliquées aux ACV et aux études sur l'intensité en carbone du cycle de vie pertinentes pour les carburants de transport, reposent sur les ACV et les outils de modélisation de l'intensité en carbone du cycle de vie actuels de sources ouvertes et tiennent compte des données propres au Canada. Cette approche :

- Utilise les modèles d'ACV/d'intensité en carbone existants de l'industrie (PRELIM et OPGEE)
- Applique les limites du système conformément aux calculs de l'ACV et de l'intensité en carbone du cycle de vie
- Permet l'agrégation des étapes de processus qui sont représentatives de plusieurs installations, ce qui anonymise les données des sites
- Permet la modification des liens entre les processus en amont et les processus de raffinage pour refléter la production régionale canadienne, y compris les importations et les exportations
- Augmente la confiance à l'égard des valeurs en introduisant des contrôles supplémentaires
- Intègre l'utilisation de nouvelles sources de données disponibles

### 4.4.1 Équations fondamentales pour les filières de combustibles fossiles

Les émissions de carbone ont été calculées pour chaque filière de combustibles fossiles (niveau 1) en tant que somme des émissions de chaque module de processus (niveau 2) inclus dans sa chaîne d'approvisionnement. Le calcul est représenté par l'équation 1 ci-dessous :

$$IC_{L1,i} = \frac{\sum_{j=1}^{n} IC_{L2,j} E_{L2,j}}{E_{L1,i}} \qquad \text{(Équation 1)}$$

Où

$IC_{L1,i}$ = intensité des émissions de GES (« carbone ») de chaque filière de combustibles, i (g d'éq. $CO_2$/PCS MJ)

$IC_{L2,j}$ = intensité des émissions de GES (« carbone ») du module de processus (niveau 2), j (g d'éq. $CO_2$/PCS MJ)

$E_{L2,j}$ = Teneur en énergie du combustible requis à partir du modèle de processus (niveau 2), j (PCS MJ)

$E_{L1,i}$ = Teneur en énergie du produit final, i (PCS MJ)

et

i et j désignent le carburant de transport final spécifique (niveau 1) et le sous-ensemble correspondant de modules de processus (niveau 2) composant sa chaîne d'approvisionnement

Les filières de combustibles fossiles de base sont constituées de plusieurs filières individuelles représentant différentes technologies et voies de transport. Par exemple, l'intensité des émissions de GES du diesel renvoie à une combinaison différente d'importations et de

méthodes d'extraction, de raffinage et de transport intérieures en fonction de l'endroit où il est consommé au Canada. Les valeurs de l'intensité en carbone de base pour les filières de combustibles fossiles sont calculées à l'aide de la moyenne pondérée en énergie de chaque filière de combustibles représentant l'ensemble de la composition des combustibles au Canada pour cette filière. Le calcul est représenté par l'équation 2 ci-dessous :

$$IC_{Combustible} = \sum_{i=1}^{n} w_i IC_{L1,i} \qquad \text{(Équation 2)}$$

Où

$IC_{Combustible}$ = Intensité en carbone de base pour la filière de combustibles
w = Contribution relative (% en poids) de la filière source de combustibles, *i* à l'ensemble des combustibles canadiens

## 4.5 Matières premières de pétrole brut

Le pétrole brut destiné au raffinage au Canada provient de plusieurs sources : pétrole brut classique, exploitation minière et valorisation des sables bitumineux, sables bitumineux in situ (et pétrole brut lourd par DGMV), extraction extracôtière et importations d'autres pays. Les sections qui suivent présentent en détail la modélisation de ces matières premières.

Le pétrole brut est principalement extrait de l'Ouest canadien. Comme l'illustre la figure 10, le pétrole brut extrait est transporté par pipeline vers des raffineries réparties dans les régions du centre et de l'ouest du Canada en tant que composé de base moyen de raffinerie. L'Ouest canadien représente 95 % de la production intérieure de pétrole, tandis que 33 % des intrants de raffinerie au Canada sont importés à des fins de consommation intérieure. Ces importations arrivent dans les ports, particulièrement dans l'Est canadien et le Canada atlantique. La figure 11 illustre les filières du pétrole brut dans l'est du Canada.

La modélisation de l'extraction canadienne a été effectuée au moyen de l'OPGEE, modèle d'ingénierie qui permet d'estimer les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut. Les sources de données pour cette modélisation sont décrites à la section 4.2.1.

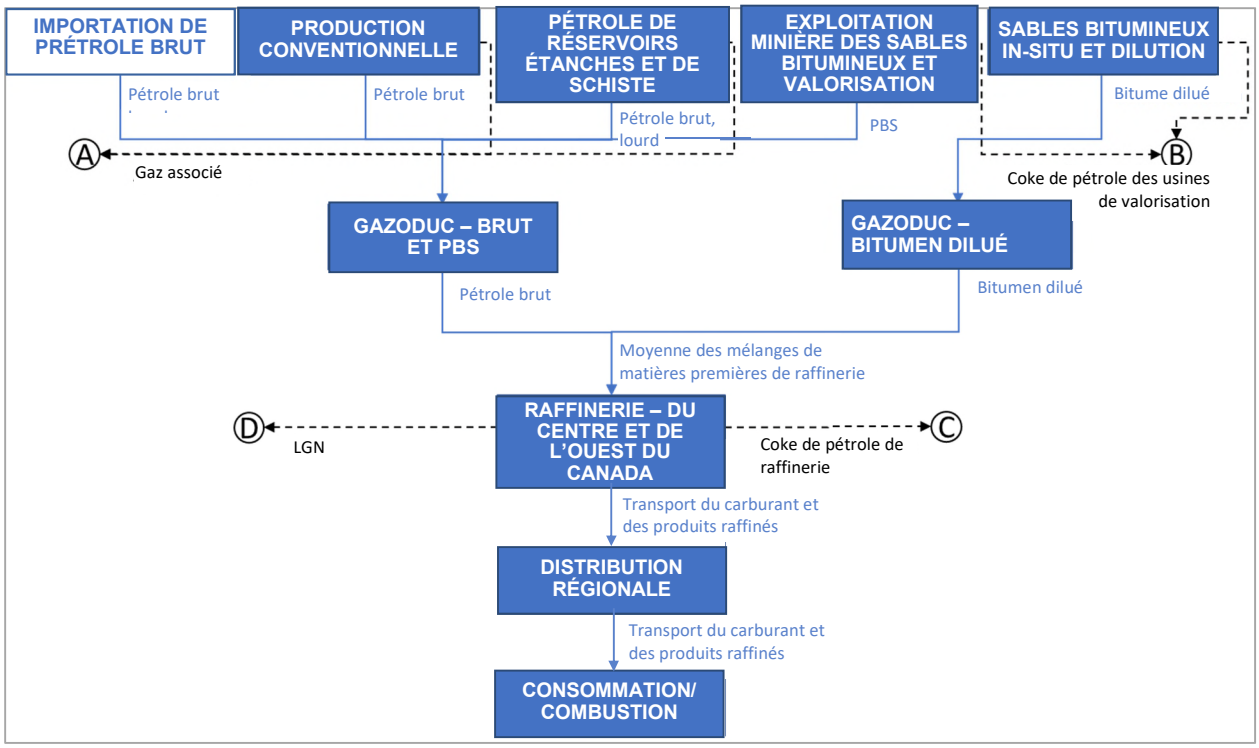



**Figure 10 : Limites du système pour les matières premières de pétrole brut montrant les voies normales, de l'extraction au raffinage, à la distribution et à la combustion (ouest et centre du Canada).**

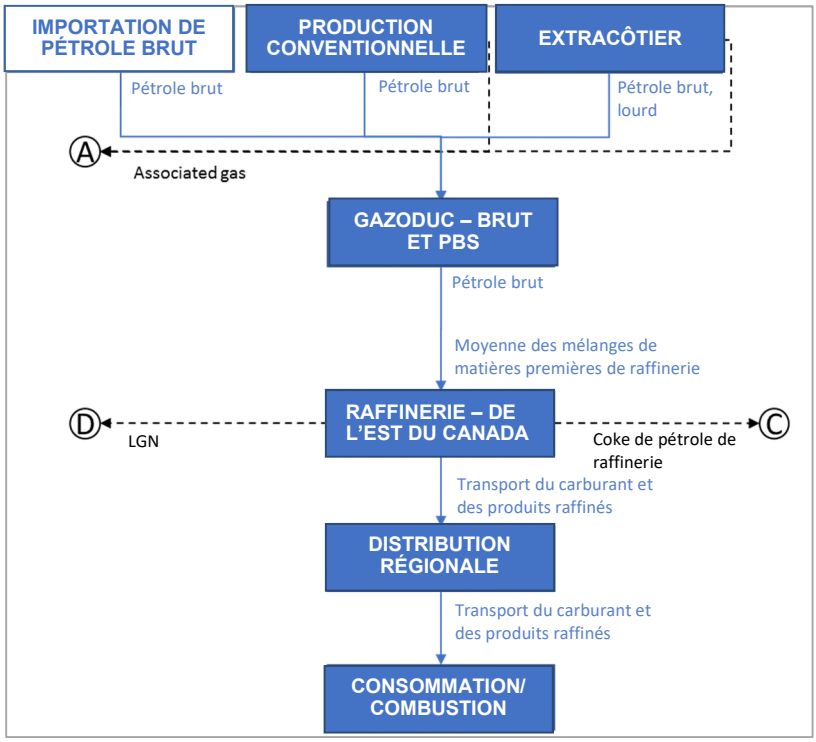



**Figure 11 : Limites du système pour les matières premières de pétrole brut montrant les voies normales, de l'extraction au raffinage, à la distribution et à la combustion (est du Canada).**

### 4.5.1 Méthodes de production

*Matières premières de pétrole brut importées*

Le pétrole brut est importé de nombreux pays pour être raffiné en produits utilisés au Canada. Les intensités en carbone de ce pétrole brut importé ont été fournies par ECCC et sont présentées dans le tableau 14. Ces estimations étaient fondées sur les importations totales de pétrole brut au Canada par pays, selon l'ONE, et sur les données de la base de données sur le commerce international canadien de marchandises. Une IC a été attribuée à chaque pays en fonction de la disponibilité d'un mélange de pétrole brut correspondant, selon le Oil Climate Index (OCI, 2018). Le tableau 15 résume l'IC moyenne pour le pétrole brut importé, données fournies par ECCC. Veuillez noter que le transport n'est pas inclus dans les IC dans le tableau ci-dessous. Il est pris en compte dans les calculs concernant le transport et la distribution. Le pétrole brut est importé au Canada via les États-Unis et dans les ports canadiens pour être transformé dans les raffineries canadiennes. Les raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique dépendent principalement des importations, tandis que celles de l'Ontario et des provinces de l'Ouest traitent une combinaison de matières premières importées et nationales, y compris des produits dérivés des sables bitumineux.

**Tableau 14: Importations de pétrole brut au Canada**

| Pays | Pourcentage des importations en 2016 | IC (g d'éq. $CO_2$/MJ) | Volume d'importation (baril/an) |
|---|---|---|---|
| **Algérie** | 11,7 % | 19,78 | 33 768 812 |
| **Azerbaïdjan** | 1,0 % | 6,49 | 2 886 223 |
| **Colombie** | 0,8 % | 7,37 | 2 020 356 |
| **Danemark** | 0,2 % | 7,23 | 577 245 |
| **Kazakhstan** | 2,6 % | 6,52 | 7 504 180 |
| **Nigéria** | 10,20 % | 17,07 | 29 439 477 |
| **Norvège** | 5,7 % | 9,17 | 16 451 472 |
| **Arabie saoudite** | 11,9 % | 5,99 | 34 346 056 |
| **Royaume-Uni** | 1,4 % | 10,25 | 4 040 712 |
| **États-Unis** | 52,10 % | 15,40 | 150 660 852 |

**Tableau 15: IC moyenne du pétrole brut importé**

| Intensité en carbone | Quantité |
|---|---|
| IC du pétrole brut importé (PCI) | 14,0 g d'éq. $CO_2$/PCS MJ |
| PCS/PCI (moyenne du modèle OPGEE) | 1,06 |
| **IC pour les importations de pétrole brut (PCS)** | **13,2 g d'éq. $CO_2$/PCI MJ** |

*Extraction de pétrole brut classique*

La production de pétrole classique renvoie aux réservoirs de pétrole et de gaz accessibles par les techniques de forage classiques. Dans ces réservoirs, le pétrole et le gaz remontent à la surface sous la pression du réservoir et des pompes mécaniques. Les étapes de traitement du pétrole classique sont l'exploration, le forage, la production et le déclassement. La production de pétrole classique est généralement moins coûteuse et moins complexe sur le plan technique, exige moins d'énergie et produit moins de GES que la production non classique.

Les produits générés par les installations classiques sont le pétrole brut léger, moyen et lourd, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel. La majeure partie du pétrole classique canadien est produit en Alberta et en Saskatchewan. Comme l'accès aux réservoirs devient de plus en plus difficile, la part de la production de pétrole classique diminue.

### *Extraction extracôtière de pétrole brut classique*

La production extracôtière de pétrole et de gaz comporte des processus semblables à ceux de la production terrestre classique. Cependant, les difficultés supplémentaires liées à l'exploitation en milieu marin, y compris le forage sous l'eau, la construction de plateformes extracôtières et le stockage des produits pétroliers et gaziers et leur transport vers les terres continentales, augmentent le coût et la complexité des installations extracôtières.

La production extracôtière au Canada se fait dans les provinces de l'Atlantique et représente environ 5 % de la production de pétrole brut en volume.

### *Pétrole de réservoirs étanches (schiste)*

La production de pétrole de réservoirs étanches ou de schiste nécessiter d'accéder au pétrole et au gaz emprisonnés dans des formations imperméables de calcaire et de schiste. Il faut alors procéder à un forage horizontal de puits et à une fracturation hydraulique (ou hydrofracturation) pour briser le calcaire et le schiste afin de libérer le pétrole et le gaz. Ces étapes de traitement nécessaires peuvent entraîner une augmentation de la consommation d'énergie et des émissions de GES. L'ampleur de l'évacuation et du torchage des gaz de réservoir dans chaque installation a une incidence sur l'intensité des émissions de GES par baril produit.

Les installations de pétrole de réservoirs étanches produisent du pétrole brut. La production au Canada a lieu dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La proportion de pétrole brut tiré du pétrole de réservoirs étanches a augmenté.

### *Exploitation à ciel ouvert et valorisation des sables bitumineux*

L'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux comprend l'extraction à ciel ouvert des réserves de bitume situées à moins de 75 mètres de la surface. L'exploitation suppose l'utilisation d'un équipement mobile pour extraire et transporter les sables bitumineux. Les sables bitumineux extraits sont mélangés à de l'eau pour créer une boue qui est ensuite transportée vers une installation de production. Le bitume est alors séparé de l'eau et du sable par gravité. À cette étape, on peut ajouter du diluant pour réduire la viscosité et aider à éliminer le sable restant.

La majeure partie du bitume extrait doit être valorisé avant d'être raffiné. La valorisation crée un produit pétrolier plus léger qui peut être transformé dans les raffineries. Elle consiste à éliminer le soufre par hydrotraitement et à convertir le produit en pétrole plus léger par cokéfaction ou hydroconversion. La cokéfaction est un procédé de craquage thermique de grosses molécules d'hydrocarbures visant à produire des produits plus légers et un sous-produit ou déchet solide appelé coke de pétrole. L'hydroconversion est un procédé de craquage visant à ajouter de l'hydrogène.

Les installations de valorisation produisent du pétrole brut synthétique (PBS). Le PBS est un produit de pétrole brut léger dérivé du bitume valorisé. Tous les produits dérivés des sables bitumineux de surface proviennent de la région de l'Athabasca, en Alberta.

### *Extraction et dilution in situ des sables bitumineux*

La plupart des réserves de sables bitumineux ne se prêtent pas à l'exploitation à ciel ouvert et nécessitent des techniques d'extraction in situ. L'extraction in situ du bitume consiste habituellement à injecter de la vapeur dans le réservoir pour réduire la viscosité du bitume. Cela permet de pomper le bitume à la surface. Le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) et la stimulation cyclique par la vapeur (SCV) sont deux techniques utilisées à l'échelle commerciale. Pour chacune, les installations de surface produisent de la vapeur qui sera

injectée dans le réservoir, puis séparent l'eau qui reflue du bitume en vue du traitement et du recyclage. En raison de la génération de vapeur et du post-traitement, les opérations in situ consomment plus d'énergie et produisent plus de GES que les techniques d'extraction classiques.

Le bitume extrait des opérations in situ est dilué, habituellement au moyen de condensats de gaz naturel, afin de produire du bitume dilué (dilbit), un produit suffisamment léger pour être transporté par pipeline vers les raffineries en vue d'un traitement ultérieur. Dans certains cas, le bitume peut être valorisé au lieu d'être dilué. Pour ces installations, le processus de valorisation est associé aux processus unitaires (niveau 3) et regroupé avec le reste des installations d'extraction in situ à l'échelle des processus (niveau 2). Tous les produits dérivés des sables bitumineux in situ proviennent de la région de l'Athabasca, en Alberta.

### 4.5.2 Modélisation

On s'est appuyé sur des rapports sur les marchés canadiens du pétrole et du gaz et des données sur la production des installations pour déterminer les méthodes d'extraction et de prétraitement pertinentes pour l'industrie canadienne. Ces processus consistent en la production terrestre et extracôtière de pétrole classique et la production non classique, y compris l'exploitation minière et l'extraction in situ des sables bitumineux, la valorisation et la dilution du bitume et la fracturation hydraulique dans les réservoirs étanches ou les réservoirs de schiste.

Des modèles des processus de niveau 2 ont été élaborés, sur la base de groupes d'installations ayant des processus semblables. Ces processus ont été choisis pour tenir compte de la variation au chapitre de la méthode de production, des installations ou des régions pertinentes pour chaque filière de combustibles. Ces modèles de processus constituent les composantes des filières de combustibles. Les groupes concernant l'extraction et le prétraitement représentés par les modèles de niveau 2 sont décrits dans la section précédente.

Les produits découlant de l'extraction et du prétraitement sont le pétrole brut léger à lourd, le pétrole brut synthétique (bitume valorisé) et le bitume dilué (bitume dilué par condensat ou PBS pour respecter les spécifications des pipelines). Les processus liés à l'ajout de diluant en vue du transport, à la récupération du diluant à la raffinerie et au transport de retour sont chacun pris en compte dans les processus respectifs. Les produits sont caractérisés, entre autres, par leur teneur en énergie, leur teneur en diluant et leur densité API. Ces produits constituent les matières premières mélangées alimentant les modèles de raffineries.

La méthodologie de la modélisation des paramètres d'exploitation liés à l'extraction et au prétraitement dans le modèle OPGEE était fondée sur les méthodologies décrites dans l'article paru dans *Science* en 2018 (Masnadi et coll., 2018). Les processus du modèle OPGEE comprennent notamment l'unité de traitement thermique, le stabilisateur, la valorisation, le traitement du gaz associé, le torchage, l'évacuation et le diluant.

On a élaboré des modèles OPGEE qui représentent les installations et les méthodes de production au Canada en leur attribuant des technologies et des paramètres d'exploitation liés aux intrants. Des sources de données gouvernementales, y compris l'AER, l'ONE et Statistique Canada, ont été utilisées pour choisir les filières technologiques et les paramètres d'exploitation appropriés. Lorsque les paramètres d'exploitation des installations n'étaient pas disponibles, les paramètres de l'industrie ou de la province ou les paramètres par défaut ont été utilisés, par ordre de préférence. Le modèle OPGEE contient plusieurs paramètres primaires et secondaires

d'exploitation des installations qui ont une incidence sur la modélisation de la production et de la valorisation du pétrole brut. Ces paramètres sont résumés dans le tableau 16.

**Tableau 16: Paramètres de production et d'exploitation des installations**

| Paramètres primaires | Paramètres secondaires |
|---|---|
| Injection de vapeur (oui/non) | Valorisation (oui/non) |
| Ratio vapeur-pétrole (RVP) | Profondeur du champ |
| Densité API | Indice de productivité |
| Ratio eau-pétrole* (REP) | Nombre de puits producteurs |
| Ratio torchage-pétrole | Volume de production de pétrole |

* Renvoie à la quantité d'eau produite avec du pétrole.

Selon des études antérieures, si ces paramètres étaient inclus dans l'analyse, le résultat serait en grande partie exempt de biais systématique et serait exact à environ 1 g d'éq. $CO_2$/PCI MJ (Brandt et coll., 2015; Tripathi et coll., 2017; AER, 2018).

Les pratiques d'évacuation et de torchage peuvent avoir une incidence importante sur l'intensité des émissions de GES. L'évacuation libère du $CH_4$, un puissant GES, et le torchage produit des émissions de $CO_2$ découlant de combustibles qui pourraient aussi être récupérés ou utilisés dans la production. Ces pratiques ont été modélisées à l'aide des données réelles déclarées par les installations, lorsqu'elles étaient disponibles. En Alberta et en Saskatchewan, les données moyennes régionales de l'industrie ont été appliquées lorsque les données des installations n'étaient pas disponibles. Des présentations de l'AER montraient les taux d'émissions de torchage de la plupart des installations in situ de l'Alberta. Pour les opérations classiques et les activités de récupération assistée du pétrole en Alberta, le torchage et l'évacuation ont été affectés en fonction des données des entreprises dans AER60B, selon le taux de torchage et d'évacuation du plus grand producteur de pétrole brut dans la région en question pour l'ensemble du bassin dans le cadre de cette méthode de production précise. Les taux d'évacuation et de torchage en Saskatchewan ont été tirés du rapport de 2016 intitulé *Saskatchewan Fuel, Flare, and Vent*. Les taux moyens d'évacuation et de torchage de toutes les installations ont été établis pour les types de produits de pétrole brut, selon la méthode de production pour chacun des quatre bassins principaux. Les données sur l'évacuation et le torchage à Terre-Neuve ont été tirées des résultats du modèle OPGEE présentés dans l'article paru dans *Science* en 2018 (Masnadi et coll., 2018).

Les résultats des émissions de GES de l'OPGEE ont été comparés aux émissions de GES déclarées par les installations au Canada dans le cadre du Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES, 2018), aux émissions déclarées en 2016, ainsi qu'aux résultats modélisés présentés dans l'article paru dans *Science* en 2018 (Masnadi et coll., 2018). Les installations pour lesquelles l'intensité des émissions de GES est supérieure à 20 % ont été analysées en profondeur pour confirmer que le résultat modélisé reflétait la production canadienne. Les différences entre le résultat modélisé et l'article paru dans *Science* étaient habituellement attribuables au remplacement des paramètres par défaut de l'OPGEE par des données de 2016 liées aux installations. Les paramètres propres aux installations qui ont eu la plus grande incidence sur les IC par rapport à l'article paru dans *Science* étaient les taux d'évacuation et de torchage, les ratios eau-pétrole et le nombre de paires de puits. Les paramètres propres aux installations ont été retournés aux paramètres par défaut pour confirmer que les résultats de la modélisation dans les deux modèles convergeaient.

Les différences entre le résultat modélisé et le PDGES découlent des différences dans les limites du système lorsqu'on fait correspondre les sources d'émissions de l'ACV aux activités incluses dans les données déclarées du PDGES (principalement les émissions directes de GES provenant de la production d'énergie). On a également tenu compte de l'incertitude en divisant les données sur les émissions du PDGES par les données de production de l'ONE pour calculer l'intensité en carbone.

Certaines installations ont été exclues de la modélisation lorsque leur niveau de production était faible et non représentatif de l'industrie en général, que les données sur les paramètres d'exploitation nécessaires à la modélisation n'étaient pas disponibles (p. ex. ratio vapeur-pétrole) ou qu'il y avait un écart important entre les émissions déclarées et les émissions modélisées et qu'il n'a pu être vérifié. Le tableau 22 présente la couverture des installations suivant l'élimination des exclusions.

L'extraction et le prétraitement permettent de produire du gaz naturel, des LGN (gaz associé) et du coke de pétrole d'usine de valorisation pertinents pour les modèles des filières de combustibles gazeux et solides. Le gaz associé produit fait partie du modèle de la filière du gaz naturel. Le coke de pétrole produit pendant la valorisation est soit consommé, soit stocké sur place ou vendu hors site aux consommateurs en aval. La section 3.4.2.4 aborde le traitement du coke de pétrole qui est vendu à la suite d'une valorisation. Dans les deux cas, une affectation fondée sur l'énergie est appliquée. La production d'autres coproduits pendant l'extraction et la post-production était mineure et n'a pas été prise en compte.

Les effets du changement d'affectation des terres ont été exclus de l'analyse afin de tenir compte de la modélisation d'autres parties des filières de combustibles classiques. Le changement d'affectation des terres est examiné plus en détail à la section 3.7.2.

L'approche de modélisation pour l'extraction et le prétraitement a commencé par un examen de l'industrie canadienne afin d'évaluer les technologies de production, les volumes et les variations régionales qui influent sur les émissions de GES, comme l'illustre le tableau 17. Les émissions du réseau électrique pour la modélisation dans l'OPGEE sont présentées dans le tableau 18. Ces valeurs ont été fournies par ECCC pour refléter les données de 2016 en fonction des résultats d'une étude distincte. Les valeurs comprennent les émissions de GES associées à la production de combustibles en amont des installations de production d'électricité. Voir l'annexe C pour obtenir de plus amples renseignements.

**Tableau 17: Combinaisons des variations régionales et technologiques représentant l'extraction et le prétraitement au Canada**

| Province | Source | Méthode de production | Méthode de post-production | Extrant |
|---|---|---|---|---|
| **Alberta** | Sables bitumineux – à ciel ouvert | Exploitation | Cokéfaction retardée | PBS |
| | | Exploitation | Hydroconversion | PBS |
| | | Exploitation | Combinaison d'hydroconversion et de cokéfaction fluide | PBS |
| | | Exploitation | Dilution | Bitume dilué |
| | Sables bitumineux – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS |
| | | DGMV | Dilution | Bitume dilué |
| | | SCV | Dilution | Bitume dilué |
| | Pétrole moyen classique | Primaire | S.O. | Pétrole moyen |
| | | Récupération assistée du pétrole | S.O. | Pétrole moyen |

| Province | Source | Méthode de production | Méthode de post-production | Extrant |
|---|---|---|---|---|
| | Pétrole de réservoirs étanches | Forage/fracturation hydraulique | S.O. | Pétrole léger |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd |
| **Saskatchewan** | Pétrole léger classique | Forage | S.O. | Pétrole léger |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd |
| | Pétrole lourd classique | Forage | S.O. | Pétrole lourd |
| | Pétrole moyen classique | Récupération assistée du pétrole | S.O. | Pétrole moyen |
| | Pétrole lourd – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS |
| **Terre-Neuve-et-Labrador** | Extracôtier | Réinjection de GN/injection d'eau | S.O. | Pétrole léger |

**Tableau 18: Facteurs d'émission du réseau de 2016 utilisés pour chacune des trois régions**

| Province | Répercussions directes (t d'éq. $CO_2$/GWh) | Répercussions indirectes (t d'éq. $CO_2$/GWh) | Total (t d'éq. $CO_2$/GWh) |
|---|---|---|---|
| **Alb.** | 900 | 45 | 945 |
| **T.-N.** | 40 | 20,7 | 60,7 |
| **Sask.** | 754 | 62 | 816 |

L'Office national de l'énergie (ONE) a été utilisé comme source de données pour la production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada en 2016, présentée au tableau 19 (ONE, 2018).

La production canadienne pour chaque type de source a été divisée en deux régions, qui correspondent aux modèles de processus de raffinage, soit l'ouest et le centre du Canada (toutes les provinces à l'ouest de l'Ontario, et l'Ontario) et l'est du Canada (toutes les provinces à l'est du Québec, et le Québec). Cette division a été établie pour représenter des intrants de matières premières semblables à ceux du raffinage (voir la section 3.4.2). Le modèle de raffinage de l'est du Canada est dominé par des charges d'alimentation plus légères provenant de la production extracôtière et des importations de pétrole brut. En revanche, le modèle de l'ouest et du centre du Canada comporte des charges d'alimentation plus lourdes et une production tirée des sables bitumineux. La production par groupe de processus pour les matières premières mélangées de l'Est (Québec et Canada atlantique) et de l'Ouest et du Centre (Ontario et provinces de l'Ouest) est présentée dans le tableau 20.

**Tableau 19: Production annuelle estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada en 2016**

| Province | Source | Méthode de production | Méthode de post-production | Extrant | Production incluse (millions de barils/année) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Alberta** | Sables bitumineux – à ciel ouvert | Exploitation | Cokéfaction retardée | PBS | 141 |
| | | Exploitation | Hydroconversion | PBS | 94 |
| | | Exploitation | Combinaison d'hydroconversion et de cokéfaction fluide | PBS | 118 |

| Province | Source | Méthode de production | Méthode de post-production | Extrant | Production incluse (millions de barils/année) |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Exploitation | Dilution | Bitume dilué | 68 |
| | Sables bitumineux – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS | 76 |
| | | DGMV | Dilution | Bitume dilué | 254 |
| | | SCV | Dilution | Bitume dilué | 86 |
| | Pétrole moyen classique | Primaire | S.O. | Pétrole moyen | 55 |
| | | Récupération assistée du pétrole* | S.O. | Pétrole moyen | 25 |
| | Pétrole de réservoirs étanches | Forage/fracturation hydraulique | S.O. | Pétrole léger | 118 |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd | 43 |
| **Saskatchewan** | Pétrole léger classique | Forage | S.O. | Pétrole léger | 63 |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd | 22 |
| | Pétrole lourd classique | Forage | S.O. | Pétrole lourd | 30 |
| | Pétrole moyen classique | Récupération assistée du pétrole* | S.O. | Pétrole moyen | 2 |
| | Pétrole lourd – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS | 33 |
| **Terre-Neuve-et-Labrador** | Extracôtier | Réinjection de GN/injection d'eau | S.O. | Pétrole léger | 77 |

** La récupération assistée du pétrole comprend l'injection d'eau et de gaz.*

**Tableau 20: Production par groupe de processus pour les matières premières mélangées de l'Est et de l'Ouest/du Centre (en millions de barils, 2016)**

| Type d'extraction et de prétraitement | Raffinage | |
|---|---|---|
| | **Est** | **Ouest/Centre** |
| **Classique*** | - | 207 |
| **Exploitation minière des sables bitumineux** | - | 340 |
| **Sables bitumineux in situ (et DGMV du pétrole lourd)**** | - | 677 |
| **Pétrole de réservoirs étanches** | - | 112 |
| **Extracôtier** | 77 | - |
| **Total** | 77 | 1 336 |

*Exclut une installation de pétrole lourd utilisant le DGMV
**Comprend une installation de pétrole lourd utilisant le DGMV; les chiffres comprennent le condensat et le bitume pour représenter le bitume dilué
Source : ONE 2016

Une analyse des importations et des exportations a été effectuée afin d'établir la proportion de chaque type de produit/processus en amont dans le modèle des raffineries de l'Ouest/du Centre et de l'Est, respectivement. Le tableau 21 offre une estimation de la production et des exportations nettes selon les données de 2016 de l'ONE et de Statistique Canada. Si l'on

soustrait les exportations, la production restante représente la contribution de chaque source aux raffineries canadiennes, ce qui figure dans le tableau 21.

Dans le cadre de l'analyse, on a supposé que chaque source de production contribuait de manière égale au volume des exportations. Une analyse de sensibilité a été menée pour évaluer l'incidence de cette hypothèse sur les intensités de GES de chaque filière de combustibles. L'analyse a permis d'examiner le changement d'intensité découlant de la modification de la contribution de chaque source d'extraction aux exportations. En associant la source des exportations aux méthodes de production entraînant les IC les plus faibles, on a déterminé l'impact maximal sur les émissions du berceau à la combustion. Il en a résulté un changement maximal de l'intensité, soit une augmentation de 0,5 % de l'intensité des GES de chaque carburant de transport liquide.

**Tableau 21: Production, exportations et importations de pétrole brut en 2016**

| | Raffinerie – Est | Raffinerie – Ouest/Centre |
|---|---|---|
| **Production** | 77 | 1 336 |
| **Exportations** | (65) | (1 071) |
| **Consommation de matières premières intérieures** | 11 | 266 |
| **Importations** | 212 | 83 |
| **Total des intrants des raffineries** | **224** | **349** |

Tous les chiffres sont exprimés en millions de barils de pétrole brut (2016)

La couverture de la production (pondérée en fonction du volume) pour chaque groupe de processus de niveau 2 est présentée dans le tableau 22. Pour les installations où les paramètres n'étaient pas disponibles, on a utilisé les valeurs par défaut du modèle OPGEE.

Le tableau 23 présente un instantané des paramètres de l'OPGEE ayant une couverture de données élevée ou faible en ce qui a trait aux installations. Pour les installations où les paramètres n'étaient pas disponibles, on a utilisé les valeurs approximatives moyennes de l'industrie canadienne ou les valeurs par défaut du modèle OPGEE.

Le modèle ne tient pas compte des répercussions de la cogénération et de la vente d'électricité pour les installations de sables bitumineux in situ. Une analyse de sensibilité a été effectuée pour évaluer l'incidence de l'ajout de la cogénération à chaque installation d'extraction in situ modélisée. Ce changement a mené à une réduction de 10 à 15 % des émissions de GES pour les installations d'extraction in situ, ce qui a entraîné une diminution d'environ 1 g d'éq. $CO_2$/MJ de l'intensité des carburants de transport, du berceau à la combustion.

**Tableau 22 : Couverture des paramètres pondérés en fonction du volume de production pour chaque groupe (processus de niveau 2)**

| Province | Source | Méthode de production | Méthode de post-production | Extrant | Couverture selon la capacité de modélisation (%)* |
|---|---|---|---|---|---|
| **Alberta** | Sables bitumineux – à ciel ouvert | Exploitation | Cokéfaction retardée | PBS | 100 % |
| | | Exploitation | Hydroconversion | PBS | 100 % |
| | | Exploitation | Combinaison d'hydroconversion et de cokéfaction fluide | PBS | 100 % |
| | | Exploitation | Dilution | Bitume dilué | 100 % |
| | Sables bitumineux – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS | 90 % |
| | | DGMV | Dilution | Bitume dilué | 90 % |
| | | SCV | Dilution | Bitume dilué | 87 % |
| | Pétrole moyen classique | Primaire | S.O. | Pétrole moyen | 78 % |
| | | Récupération assistée du pétrole | S.O. | Pétrole moyen | 78 % |
| | Pétrole de réservoirs étanches | Forage/fracturation hydraulique | S.O. | Pétrole léger | 67 % |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd | 63 % |
| **Saskatchewan** | Pétrole léger classique | Forage | S.O. | Pétrole léger | 67 % |
| | Pétrole lourd classique | CHOPS (production à froid de pétrole lourd avec sable) | S.O. | Pétrole lourd | 78 % |
| | Pétrole lourd classique | Forage | S.O. | Pétrole lourd | 67 % |
| | Pétrole moyen classique | Récupération assistée du pétrole | S.O. | Pétrole moyen | 89 % |
| | Pétrole lourd – in situ | DGMV | Cokéfaction retardée | PBS | 80 % |
| **Terre-Neuve-et-Labrador** | Extracôtier | Réinjection de GN/injection d'eau | S.O. | Pétrole léger | 97 % |

*Selon la couverture des paramètres d'exploitation primaires et secondaires

Les extrants de l'OPGEE comprennent l'intensité des GES, les produits et les coproduits. Les principaux produits sont le pétrole brut, le PBS et le bitume dilué. Les coproduits comprennent le gaz naturel, les liquides de gaz naturel (LGN) et le coke de pétrole.

Les émissions en amont propres au Canada associées au diesel, au gaz naturel et à d'autres sources d'énergie ont été saisies dans l'OPGEE en fonction d'un extrant prédéfini du modèle d'intensité en carbone du cycle de vie (c.-à-d. un processus récursif).

Les émissions en amont provenant du diluant ont été estimées à l'aide des résultats de la filière du gaz naturel. Dans le modèle, le diluant est transporté en même temps que le bitume dilué vers la raffinerie, où il contribue à la production. Cette approche permet d'attribuer efficacement

l'augmentation nette des émissions de GES découlant du transport et de la récupération du diluant aux autres carburants de transport produits à la raffinerie.

Les résultats ont été comparés à ceux de l'article paru dans *Science* (Masnadi et coll., 2018) et aux données sur les GES déclarées par les installations (PDGES). À l'échelle des installations, la comparaison a servi à déterminer les valeurs aberrantes et à confirmer le caractère raisonnable des données sur les paramètres d'exploitation et du résultat de la modélisation. Les données ont ensuite été agrégées à l'échelle des processus de niveau 2 au moyen d'une pondération en fonction du volume. Les émissions de GES ont été affectées aux produits et aux coproduits compte tenu de la production d'énergie.

**Tableau 23: Paramètres par défaut utilisés dans le modèle OPGEE**

| Paramètres ayant une couverture de données élevée | | Paramètres ayant une faible couverture de données | |
|---|---|---|---|
| Paramètres inclus pour la plupart des installations | Sources de données | Paramètres par défaut utilisés pour la plupart des installations | Paramètres établis à zéro pour la plupart des installations |
| Profondeur du champ – paramètre secondaire* | Brandt et coll., 2018 | Âge du champ | Ratio d'ascension par poussée de gaz |
| Nombre de puits de production – paramètre secondaire* | Brandt et coll., 2015, Tripathi et coll., 2017 | Nombre de puits d'injection d'eau | Ratio d'injection de gaz |
| Pression du réservoir* | AER, *In situ Performance* | Diamètre du tube de production | Fraction de la production d'électricité requise sur place |
| Ratio eau-pétrole (REP)* – paramètre primaire | AER, rapport ST53 | Indice de productivité– paramètre secondaire | Fraction de la production de vapeur au moyen de la cogénération |
| Ratio vapeur-pétrole (RVP)* – paramètre primaire | AER, rapport ST53 | Température du réservoir | Fraction de la production de vapeur au moyen de l'énergie thermique solaire |
| Ratio torchage-pétrole (RTP)* – paramètre primaire | AER, *In situ Performance*<br>AER, rapport ST53<br>*2016 Saskatchewan Fuel, Flare, and Vent* | Composition de gaz et ratio gaz-pétrole (RGP) | |
| Ratio évacuation-pétrole* | AER, *In situ Performance*<br>*2016 Saskatchewan Fuel, Flare, and Vent* | Ratio d'injection d'eau | |
| Taux de production pétrolière** – paramètre secondaire | AER, rapport AT60B de 2017<br>AER, *In situ Performance*<br>AER, rapport ST53<br>AER, rapport ST39 de 2016 | Fraction du gaz naturel restant réinjecté<br><br>Fraction de l'eau produite réinjectée | |
| Densité API** – paramètre primaire | *Monthly Production Summary for the Hibernia Field, White Rose Field, North Amethyst, Terra Nova field 2016*, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers | Fraction de volume du diluant<br><br>Émissions fugitives | |

* La plupart des installations ** Toutes les installations

### 4.5.3 Résultats de l'extraction et de la valorisation

Le tableau 24 présente un résumé des intensités en carbone de l'extraction et du prétraitement en amont.

**Tableau 24: Résultats du modèle pour les intensités en carbone de l'extraction et du prétraitement (par MJ, des matières premières jusqu'au raffinage)**

| Type de produit | Produit | Pétrole/bitume dilué/PBS (%) | GN (%) | LGN (%) | g d'éq. $CO_2$/MJ (PCS, 5RE-100) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Pétrole brut (classique)** | Pétrole brut | 90,4 % | 7,9 % | 1,8 % | 11,2 |
| **PBS (sables bitumineux)** | PBS | 93,5 % | 3,6 % | 2,3 % | 23,9 |
| **Bitume dilué (sables bitumineux)** | Bitume dilué | 99,4 % | 0,0 % | 0,4 % | 14,5 |
| **Pétrole brut (de réservoirs étanches)** | Pétrole brut | 98,1 % | 0,0 % | 1,9 % | 6,3 |
| **Pétrole brut (extracôtier)** | Pétrole brut | 87,9 % | 4,4 % | 4,4 % | 6,0 |
| **Gaz naturel** | | | | | 16,1 |
| **LGN** | | | | | 15,2 |
| **Coke de pétrole (de l'usine de valorisation)** | | | | | 22,3 |

Le tableau 25 présente la proportion de chaque type de produit/processus en amont dans les raffineries de l'Ouest/du Centre et de l'Est, respectivement. Une analyse des importations et des exportations de pétrole brut, de PBS et de bitume dilué a été effectuée à partir des données de 2016 de l'ONE et de Statistique Canada pour estimer les intrants des raffineries. De plus en plus, les matières premières de l'Ouest canadien sont transformées au Québec. Toutefois, pour obtenir une approximation de la production en 2016, on a associé, dans le modèle, les matières premières de l'Ouest exclusivement aux raffineries de l'Ouest et du Centre.

**Tableau 25: Proportion de chaque type de produit/processus en amont par région canadienne**

| Extraction et prétraitement | Raffinerie – Est | Raffinerie – Ouest/Centre |
|---|---|---|
| **Pétrole brut (classique)** | - | 0,12 |
| **PBS (sables bitumineux – exploitation minière)** | - | 0,19 |
| **Bitume dilué (sables bitumineux – in situ)** | - | 0,39 |
| **Pétrole brut (de réservoirs étanches)** | - | 0,06 |
| **Pétrole classique (extracôtier)** | 0,05 | - |
| **Pétrole brut (importations)** | 0,95 | 0,24 |
| **Total** | **1,00** | **1,00** |

Tous les chiffres représentent une part proportionnelle des matières premières mélangées de 1 MJ

## 4.6 Raffinage du pétrole brut et produits et mélange de pétrole brut

### 4.6.1 Raffinage du pétrole brut

Au total, 13 des 16 raffineries canadiennes ont été modélisées en détail, ce qui représente 96 % de la capacité totale et 98 % des émissions de raffinage. La modélisation du raffinage du

pétrole brut et de la production de produits de raffinerie a reposé sur des données de Wood Mackenzie (WM) et d'AFARA (un sous-traitant tiers embauché pour recueillir des données), qui comprenaient des données de nombreuses sources[6]. Il convient de noter qu'une grande partie des détails concernant les raffineries et le pétrole brut sont la propriété de ces raffineries et ne seront pas rendus publics. Les données brutes fournies représentent une année (2016) de production et ne tiennent pas compte de la variabilité saisonnière, car ces renseignements n'étaient pas accessibles auprès des fournisseurs de données.

Le PRELIM est un modèle fondé sur la masse et l'énergie qui permet d'estimer les émissions de GES produites par le raffinage. Les flux de pétrole brut tirés de la feuille de calcul de WM sur le pourcentage de pétrole brut disponible ont été utilisés afin d'établir une correspondance avec une analyse appropriée dans le PRELIM. Lorsqu'AFARA disposait d'un pourcentage de pétrole brut disponible plus détaillé que WM, ses données ont été utilisées pour déterminer les analyses de pétrole brut dans le PRELIM. Les produits de raffinerie de Wood Mackenzie ont été appariés aux différents produits dans le PRELIM en fonction des caractéristiques du pétrole brut, y compris le lieu de production et la densité API. Les principales propriétés des analyses de pétrole brut comprennent le débit volumique (en barils par jour et en mètres cubes par jour), le débit massique (kg/jour), le soufre (% en poids), l'azote (ppm en poids), la densité API, la densité (kg/mètre cube), l'hydrogène (% en poids), le résidu de microcarbone ou RMC (% en poids), le facteur de caractérisation (facteur de caractérisation de Watson ou kW approximatif) et la courbe historique de la sédimentation ou CHS (MJ/kg). De nombreuses analyses sont disponibles sur CrudeMonitor.ca et sur les sites Web d'entreprises. Ces différents produits ont été appariés en fonction des renseignements présentés dans le tableau 26. Les pourcentages en poids du rendement de chaque produit ont été additionnés en fonction des différents produits du PRELIM, par raffinerie. Les valeurs par défaut de l'intensité en carbone de l'électricité pour les provinces canadiennes ont été mises à jour pour refléter les valeurs fournies par ECCC pour 2016 (tableau 27). Les émissions directes découlant de la production d'électricité sont celles générées sur place par la centrale, et les émissions indirectes sont les émissions hors des lieux associées aux pertes pendant la production, le transport et la distribution de combustibles et les émissions liées au transport de combustibles. Des renseignements détaillés sur le calcul des IC du réseau électrique sont fournis à l'annexe C – Intensités de l'électricité dans l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres. La valeur par défaut de l'IC pour la production de gaz naturel en amont au Canada a également été mise à jour pour refléter l'IC calculée dans le cadre de la présente étude.

Les raffineries modélisées représentent 96 % de la capacité totale et 98 % des émissions de raffinage. La capacité des raffineries exclues, Husky-Prince George, Husky-Lloydminster et Gibson-Moose Jaw, représente 4 % de la capacité totale, et seulement 2 % des émissions totales de GES proviennent de ces raffineries. Cette situation, combinée au manque de données disponibles pour modéliser ces raffineries, a entraîné leur exclusion de la modélisation.

---

[6] Organismes de réglementation provinciaux et fédéraux : ONE, AER, ECCC; associations industrielles : ACPP, ACC, CEPA; sources et bases de données gouvernementales : Statistique Canada, Petrinex, CCME, gouvernement de l'Alberta; publications universitaires : École de politique publique de l'Université de Calgary; groupes de réflexion : CERI; exploitants : Shell, Husky, Impériale, Suncor, Chevron; consultants : Kent Group, IHS Market; revues : *Oil & Gas Journal*; autres publications : *Oil Sands Magazine*; rapports payants : API, Solomon, IHS et Wood Mackenzie; et analyses de pétrole brut : exploitants, Crude Quality Inc., Colorado School of Mines, Environnement Canada, Oil Transport Information

**Tableau 26: Correspondance entre les produits de raffinerie de WM et les différents produits du PRELIM**

| Wood Mackenzie | Produits du PRELIM |
|---|---|
| Diesel – à très faible teneur en soufre | DTFTS |
| BTX – standard | Charges pétrochimiques |
| Mazout – à faible teneur en soufre | Fractions lourdes liquides |
| Essence – ordinaire sans plomb | Essence mélangée |
| GPL – standard | Gaz de pétrole liquéfié (GPL) |
| Naphta – standard | Essence mélangée |
| Coke de pétrole – standard | Coke |
| Combustible de raffinerie – standard | Gaz combustible de raffinerie |
| Bitume – standard | Asphalte |
| Gazole – à faible teneur en soufre | Mazout |
| Essence – super sans plomb | Essence mélangée |
| Carburéacteur/autre type de kérosène – standard | Carburant aviation/carburéacteur |
| Soufre – standard | Soufre |
| Mazout – à teneur élevée en soufre | Fractions lourdes liquides |
| Diesel – standard | DTFTS |
| Lubrifiants – standard | Fractions lourdes liquides |
| Autres produits – standard | Fractions lourdes liquides |
| Propylène – standard | Charges pétrochimiques |

Le PRELIM comprend trois catégories de base pour les types de raffinerie (distillation-reformage, conversion moyenne et conversion profonde) et dix combinaisons d'unités de processus. Les paramètres des unités de processus utilisés dans le PRELIM incluent les données des analyses de pétrole brut (p. ex. courbe de distillation, teneur en hydrogène), les exigences énergétiques pour le traitement, le rendement des produits intermédiaires et les spécifications des produits intermédiaires comme la densité API, la teneur en soufre et la teneur en hydrogène. Des descriptions détaillées de la configuration des unités de processus figurent dans les documents de modélisation du PRELIM (Abella et coll., 2017).

Les résultats initiaux des émissions de GES du PRELIM se fondent sur les pouvoirs calorifiques inférieurs et le potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans (PRP-100) du 5RE, mais ils peuvent être rajustés pour inclure également les pouvoirs calorifiques supérieurs et le potentiel de réchauffement planétaire sur 20 ans du 5RE. Les sources de données pour cette modélisation sont décrites à la section 4.2.1. La méthode d'appariement des données des raffineries aux configurations des raffineries et aux intrants de pétrole brut était fondée sur la méthode utilisée dans l'étude de 2014 du National Energy Technology Laboratory (NETL) (NETL, 2014). Le ratio débit-capacité de chaque raffinerie est déterminé en fonction des ensembles de données de 2016 de WM et du rapport d'AFARA, dans lesquels les débits réels des raffineries (mbpj : milliers de barils par jour) et les capacités des raffineries sont déclarés (mbpj), respectivement.

**Tableau 27: Intensités en carbone de l'électricité dans les provinces canadiennes (unités exprimées en t d'éq. $CO_2$/GWh) (voir l'annexe C pour connaître les méthodes de calcul et les sources des IC)**

| | Répercussions directes | Répercussions indirectes | Total |
|---|---|---|---|
| **Alb.** | 900 | 45 | 945 |
| **C.-B.** | 11 | 67 | 78 |
| **Man.** | 2,1 | 20,6 | 23 |
| **N.-B.** | 345 | 46 | 391 |

| | Répercussions directes | Répercussions indirectes | Total |
|---|---|---|---|
| **T.-N.** | 40 | 21 | 61 |
| **N.-É.** | 689 | 87 | 776 |
| **Ont.** | 38 | 22 | 60 |
| **Î.-P.-É.** | 26 | 242 | 268 |
| **Québec** | 1,3 | 10,9 | 12 |
| **Sask.** | 754 | 62 | 816 |
| **Yukon** | 47 | Exclu de la portée | Exclu de la portée |
| **T.N.-O.** | 209 | Exclu de la portée | Exclu de la portée |
| **Nunavut** | 759 | Exclu de la portée | Exclu de la portée |
| **Canada** | 145 | 27 | 172 |

Les produits du raffinage comprennent l'essence, le diesel, le carburéacteur, le mazout résiduel, le coke de pétrole et d'autres produits comme les produits pétrochimiques. Le traitement du coke de pétrole résultant du raffinage est abordé à la section 4.7.2. Lorsque suffisamment de données étaient disponibles, chaque raffinerie a été modélisée séparément dans le PRELIM et les résultats ont été regroupés selon les raffineries représentatives de l'Est et de l'Ouest. Ce regroupement était fondé à la fois sur la source et le type de charge d'alimentation et l'endroit où les produits sont utilisés, ce qui est illustré dans le tableau 28. Les raffineries ont été pondérées en fonction du volume dans les catégories Ouest/Centre et Est. Cela représente 13 des 16 raffineries au Canada. À noter que les raffineries Gibson Energy-Moose Jaw (Sask.), Husky-Prince George (C.-B.) et Husky-Lloydminster (Alb.) n'ont pas été incluses en raison du manque de données disponibles sur les principaux paramètres d'entrée du PRELIM et de leur contribution relativement faible aux émissions totales déclarées et à la production. Il convient également de noter que le mazout n'est produit qu'aux raffineries Suncor d'Edmonton et de Sarnia, ainsi qu'aux raffineries de Regina, de Come By Chance et de Saint John. Les facteurs d'émission faibles (séparation directe de l'unité de distillation du pétrole brut en tant que gazole atmosphérique, de sorte qu'aucun autre traitement n'est requis, d'où les facteurs d'émission faibles) sont calculés. La version 1.4 du PRELIM définit le gazole en tant que produit distinct de l'unité de distillation du pétrole brut, considéré comme du mazout, qui ne passe pas par d'autres unités de traitement. L'effet sur les émissions globales des raffineries et d'autres produits est également pris en compte. Il convient de souligner que, si le produit est séparé de l'unité de distillation du pétrole brut, il s'agit de mazout léger. Dans le PRELIM, c'est ce qu'on appelle le mazout léger. S'il s'agit d'une fraction lourde liquide, elle est susceptible de devenir du mazout marin (aussi connu sous le nom de combustible de soute).

Une analyse des importations vers les raffineries figure dans le tableau 29, et le tableau 30 présente le mélange de matières premières pour le raffinage. La pondération utilisée pour établir la moyenne des combustibles de l'est et de l'ouest du Canada et, ainsi, la moyenne canadienne, est présentée dans le tableau 31. Il s'agit de la pondération des combustibles respectifs de l'ouest/du centre et de l'est du Canada utilisée pour calculer la moyenne canadienne. Toutes les raffineries de l'Ontario font partie du groupe ouest/centre du Canada. Les importations par province sont fondées sur les données de Statistique Canada. Veuillez noter que les données de Statistique Canada ne contiennent pas de données sur les importations pour chaque province en raison de la confidentialité des installations. Le modèle permet d'estimer le mélange de matières premières pour le raffinage en classant les raffineries de l'Ontario dans le groupe Ouest/Centre. Le Québec a été regroupé avec l'est du Canada.

L'absence de matières premières de l'Ouest au Québec a été estimée par le modèle, ce qui n'a pas d'incidence importante sur l'IC du berceau à la combustion au Canada.

**Tableau 28: Regroupement des raffineries (nom de la raffinerie, province)**

| Ouest/centre du Canada | Est du Canada |
|---|---|
| Burnaby (C.-B.) | Come by Chance (T.-N.) |
| Impériale, Edmonton (Alb.) | Jean-Gaulin (Québec) |
| Scotford (Alb.) | Suncor, Montréal (Québec) |
| Suncor, Edmonton (Alb.) | Saint John (N.-B.) |
| Regina (Sask.) | |
| Nanticoke (Ont.) | |
| Impériale, Sarnia (Ont.) | |
| Shell, Sarnia (Ont.) | |
| Suncor, Sarnia (Ont.) | |

**Tableau 29: Analyse des importations vers les raffineries**

| Extraction et prétraitement | Raffinage | |
|---|---|---|
| | **Est** | **Ouest/Centre** |
| **Production** | 77 | 1 336 |
| **Exportations** | (65) | (1 071) |
| **Consommation de matières premières intérieures** | 11 | 266 |
| **Importations** | 212 | 83 |
| **Total des intrants des raffineries** | 224 | 349 |

Source : Données de 2016 de l'ONE; Statistique Canada, 2018

**Tableau 30: Mélange de matières premières pour le raffinage**

| Extraction et prétraitement | Raffinage | |
|---|---|---|
| | **Est** | **Ouest/Centre** |
| **Pétrole brut (classique)** | - | 0,12 |
| **PBS (sables bitumineux – exploitation minière)** | - | 0,19 |
| **Bitume dilué (sables bitumineux – in situ)** | - | 0,39 |
| **Pétrole brut (de réservoirs étanches)** | - | 0,06 |
| **Pétrole classique (extracôtier)** | 0,05 | - |
| **Pétrole brut (importations)** | 0,95 | 0,24 |
| **Total** | 1,00 | 1,00 |

Tous les chiffres représentent une part proportionnelle des matières premières mélangées de 1 MJ. Les données sont tirées de Statistique Canada, 2016, et comprennent également l'Ontario.

**Tableau 31: Production moyenne pondérée de combustibles pour l'est et l'ouest du Canada et moyenne (MJ de pétrole brut requis pour produire 1 MJ de différents produits)**

| Product Slate | Ouest/Centre | Est | Moyenne canadienne |
|---|---|---|---|
| **Essence mélangée** | 0,95 | 0,97 | 0,96 |
| **Carburant aviation/carburéacteur** | 0,96 | 0,99 | 0,98 |
| **DTFTS** | 1,04 | 1,07 | 1,05 |
| **Mazout** | 1,11 | 1,12 | 1,11 |
| **Coke** | 1,15 | - | 1,15 |
| **Fractions lourdes liquides** | 1,13 | 1,12 | 1,13 |
| **Gaz de pétrole liquéfié (GPL)** | 0,69 | 0,70 | 0,70 |

De plus, les émissions de GES déclarées pour les installations canadiennes ont été utilisées pour assurer la qualité des émissions calculées. Il est à noter que les émissions déclarées pour

certaines raffineries ne comprennent pas les émissions provenant de la production de l'hydrogène nécessaire au raffinage lorsque l'hydrogène n'est pas produit par des installations appartenant à l'exploitant de la raffinerie, puisqu'il n'était pas obligatoire de les déclarer en 2016. Les émissions de GES provenant de la production supplémentaire d'hydrogène, fondées sur l'hydrogène requis calculé dans le PRELIM, ont été ajoutées aux émissions déclarées pour tenir compte des émissions non déclarées. Les résultats de cette vérification ne sont pas indiqués, car ils s'appliquent à chaque raffinerie et non pas à la moyenne agrégée de l'Est et de l'Ouest/du Centre ni à la moyenne canadienne. On a constaté que l'IC pour le raffinage du GPL était comparable aux valeurs énoncées dans la documentation et illustrées dans la figure ci-dessous.

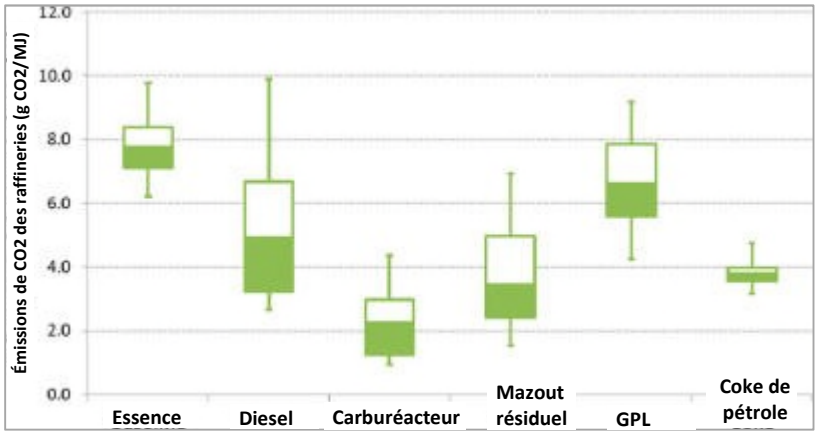



**Figure 12 : Intensité de référence des émissions de GES pour les produits pétroliers dans les raffineries américaines (Elgowainy et coll., 2014)**

Les configurations du PRELIM étaient fondées sur les capacités des unités établies par WM et AFARA; les configurations par défaut ont été utilisées lorsque l'information n'était pas accessible auprès de WM. Le PRELIM a également été exécuté en fonction de pourcentages rajustés manuellement pour les différents produits, qui étaient fondés sur les données de WM. Le rapport d'AFARA présente les capacités clés des unités de processus de chaque raffinerie, dont le débit a été calculé à partir du ratio débit-capacité de la raffinerie. Le débit de chaque unité de processus a ensuite été comparé au débit de la raffinerie pour déterminer la fraction (%) des intrants de pétrole brut qui est traitée par cette unité. Le débit des intrants de pétrole brut par défaut du PRELIM est censé être d'environ 100 000 barils/jour. Ce débit doit être rajusté en fonction du débit réel de chaque raffinerie (p. ex. à Burnaby, le débit est de 48 mbpj) en 2016, lequel doit à son tour être rajusté compte tenu du débit de chaque unité de processus. La fraction (%) des intrants de pétrole brut qui passent par cette unité a été comparée à celle établie par WM en 2016 pour veiller à ce qu'elle soit égale ou inférieure aux valeurs en pourcentage de Wood Mackenzie.

Certains rajustements manuels ont été apportés aux résultats du PRELIM pour s'assurer que toutes les émissions associées à la production de l'hydrogène nécessaire à la production de combustibles avaient été prises en compte et que, par conséquent, les émissions provenant de la combustion sur place du gaz combustible de raffinerie avaient été incluses dans les intensités en carbone pour le raffinage. Par exemple, une manipulation dans le PRELIM a été effectuée pour s'assurer qu'une quantité suffisante d'hydrogène avait été ajoutée au gaz de combustion de raffinerie (GCR) pour répondre aux spécifications et produire les produits pétrochimiques et le GPL déclarés pour chaque installation. Cela signifie que certains des paramètres par défaut

du PRELIM ont été rajustés manuellement en fonction de la disponibilité de données supplémentaires. De plus, une analyse de sensibilité a été menée dans le PRELIM pour chaque raffinerie où l'IC du mazout était élevée ou faible afin de vérifier l'effet de cette hypothèse sur les IC des autres combustibles. Selon cette analyse, les IC des autres combustibles n'étaient pas sensibles aux IC présumées du GCR et du mazout (il importe de souligner que les résultats ne sont pas indiqués, car ils s'appliquent à chaque raffinerie et non pas aux raffineries combinées de l'Est et de l'Ouest/du Centre ni aux raffineries moyennes canadiennes).

Les émissions liées à la production d'hydrogène sont contrôlées par le reformeur de méthane à la vapeur (RMV), ce qui se reflète essentiellement par l'utilisation du gaz naturel à la fois comme charge d'alimentation et comme combustible pour la chaleur. Les paramètres relatifs aux émissions découlant de la production d'hydrogène n'ont pas été modifiés. On a plutôt calculé et étalonné la portion d'hydrogène qui doit être achetée afin d'atténuer les émissions, en plus d'apparier les débits des unités de processus en fonction des nouvelles données publiées (Jing, Monfort, El-Houjeriri et Bergerson, 2019).

Le gaz de combustion de raffinerie (GCR) peut être recueilli par l'entremise du reformage du naphta, de l'hydrotraitement, du craquage catalytique fluide (CCF) et de l'hydrocraquage de gazole. Le reformeur doit produire de l'hydrogène. Ainsi, si le taux de rendement en gaz combustible du reformeur est trop élevé, il consommera de l'hydrogène, ce qui n'est pas le cas à la raffinerie. Les unités d'hydrotraitement ont également besoin d'hydrogène pour éliminer le soufre, mais la production de gaz combustible par hydrotraitement est relativement faible. Les paramètres les plus sensibles sont le rendement en gaz combustible découlant du CCF et de l'hydrocraquage de gaz et de pétrole. Dans le PRELIM, le taux de rendement du CCF est pris en compte dans les calculs de l'installation de cokéfaction. La valeur par défaut de ce paramètre est de 5,5 %, mais elle peut être établie à 20 à 30 % pour correspondre au rendement en GCR, ce qui réduira les émissions totales de la raffinerie puisque l'hydrogène n'est pas nécessaire pour le CCF. Le rendement de l'hydrocraquage de gaz et de pétrole (HC-GP) découle des corrélations de processus qui montrent la corrélation du rendement en fractions légères qui ont une longueur de chaîne de 3 (C3) et moins. Ce rendement peut être augmenté pour obtenir un rendement plus élevé en gaz combustible de raffinerie (GCR), ce qui diminue automatiquement le rendement des flux de plus de 400 degrés Fahrenheit (diesel et mazout). Comme les produits ayant une longueur de chaîne de C3 et moins contiennent plus d'hydrogène que les autres produits découlant de l'HC-GP, ils consomment donc relativement plus d'hydrogène et peuvent augmenter les émissions globales de la raffinerie.

Il convient de souligner que les raffineries procèdent à l'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF principalement pour 1) réduire la teneur en soufre, en azote et en métaux afin de prolonger le cycle du catalyseur et d'économiser de l'énergie, 2) saturer les hydrocarbures aromatiques et réduire les composants lourds afin d'obtenir un meilleur craquage et de réduire au minimum la cokéfaction, 3) réduire la production d'huile légère pour cycles (diesel) et accroître le rendement en essence en fonction de la dynamique du marché. Par conséquent, l'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF est surtout nécessaire lorsque le pétrole brut est du pétrole lourd corrosif ou que l'essence doit être maximisée. Cependant, il n'est pas nécessairement obligatoire. Le post-hydrotraitement (ou hydrotraitement de l'essence) pour le CCF, qui consomme moins d'hydrogène et produit moins d'émissions, peut également être utilisé lorsque la charge d'alimentation n'est pas hydrotraitée afin de respecter la réglementation environnementale et/ou que la raffinerie n'est pas tenue de maximiser le rendement en essence. Dans de rares cas, les raffineries pourraient utiliser à la fois une charge d'alimentation pour le CCF et un post-hydrotraitement lorsque leur charge est

du pétrole lourd corrosif et qu'elles s'attendent à maximiser le rendement en essence. Les données accessibles au public ont permis de déterminer les raffineries qui utilisent cette technologie, mais elles ne comprenaient pas toutes les technologies de chaque raffinerie ni l'utilisation de l'hydrogène.

Parmi les 13 raffineries, seulement cinq disposent d'une unité d'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF, selon les ensembles de données de 2016 de Wood Mackenzie. Cinq autres disposent d'une unité de post-hydrotraitement pour le CCF (aussi connue sous le nom d'unité d'hydrotraitement du naphta ou de l'essence pour le CCF), tandis que les trois autres n'ont pas d'unité de CCF ni d'unité d'hydrotraitement pour le CCF. Par conséquent, au lieu d'utiliser le paramètre par défaut relatif à l'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF pour toutes les raffineries, notre modélisation mise à jour dans le cadre de la version 1.4 du PRELIM applique un paramètre lié au post-hydrotraitement pour le CCF aux raffineries Impériale d'Edmonton et Shell de Sarnia, ainsi qu'aux raffineries de Burnaby, de Nanticoke et de Regina. Pour tenter d'expliquer pourquoi certaines raffineries disposent d'une unité de post-hydrotraitement pour le CCF, il importe de souligner que les raffineries Suncor d'Edmonton et Impériale de Sarnia utilisent une grande partie du pétrole brut lourd West Canadian Select, ce qui pourrait être la principale raison pour laquelle elles ont des unités d'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF. Les raffineries Jean-Gaulin, de Saint John et Suncor de Montréal transforment surtout du pétrole brut moyen ou léger; par conséquent, elles disposent probablement d'une unité d'hydrotraitement de la charge d'alimentation pour le CCF afin d'augmenter leur rendement en essence.

Le ratio débit-capacité de chaque raffinerie a été déterminé à partir des données de 2016 de Wood Mackenzie, où les intrants de pétrole brut par année sont convertis correctement et utilisés comme débit. Les capacités des unités de processus clés sont tirées des ensembles de données de 2016 de Wood Mackenzie, où le débit peut être obtenu au moyen du ratio débit-capacité des raffineries. Le débit des unités de processus a également été comparé au débit des raffineries afin de déterminer leur efficacité opérationnelle.

Dans le PRELIM, les intrants de pétrole brut sont d'environ 100 000 barils/jour, auxquels sont comparés les débits des unités de processus clés. Les mêmes pourcentages de débit sont obtenus pour chaque unité de processus. Ces pourcentages ont été revérifiés pour veiller à ce qu'ils soient égaux ou inférieurs aux pourcentages de Wood Mackenzie ou, du moins, à ce qu'ils ne dépassent pas de beaucoup ces pourcentages. Ainsi, on s'est assuré que la modélisation dans le PRELIM respectait les contraintes de débit des unités de processus.

Les données sur les raffineries qui utilisent la cogénération n'étaient pas accessibles au public. Il convient de noter que, si la cogénération (turbine à gaz et générateur de vapeur à récupération de chaleur) était appliquée, la plupart des raffineries auraient vu leurs émissions augmenter. Cela s'explique par le fait que, dans le PRELIM, les intrants de combustibles d'une turbine à gaz sont considérés comme de la chaleur que l'on ajoute à la charge calorifique de la raffinerie (combustion de GN). Par conséquent, l'électricité et la vapeur produites ne généreraient pas d'émissions. Il faut de l'électricité et de la vapeur supplémentaires pour les activités courantes. Au Canada, des provinces comme Terre-Neuve, l'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique ont des facteurs d'émission associés à l'électricité qui sont beaucoup plus faibles que ceux liés à la combustion du gaz naturel. Par conséquent, il est peu probable qu'il soit viable sur le plan environnemental ou économique d'exploiter la cogénération dans ces provinces. Cependant, dans les provinces comme l'Alberta et la Saskatchewan, les facteurs d'émission associés à l'électricité sont beaucoup plus élevés que ceux liés à la combustion du gaz naturel, de sorte qu'il pourrait être plus approprié d'utiliser la cogénération. Toutefois, sans

information sur l'utilisation de la cogénération dans l'une ou l'autre des raffineries, on ne pouvait présumer qu'une raffinerie en particulier utilisait la cogénération. Pour remplacer ces données, une analyse de sensibilité a été menée pour chacune des raffineries, dans le cadre de laquelle on a supposé que toutes les raffineries utilisaient la cogénération. Comme on pouvait s'y attendre, cela a augmenté les émissions dans certaines raffineries et les a réduites dans d'autres, selon l'emplacement géographique. Toutefois, l'augmentation ou la diminution allait de -8 % à +7 % des émissions des raffineries, pour atteindre jusqu'à 8 %. Dans l'ensemble, cela ne se traduirait pas par un changement appréciable de l'IC de chaque combustible, que ce soit du berceau à la porte du consommateur ou du berceau à la combustion.

Pour évaluer l'incidence des différentes intensités des émissions de gaz naturel en amont sur l'estimation des émissions d'une raffinerie, une autre raffinerie a été utilisée comme exemple de cas. Les émissions de la raffinerie de référence étaient de 53,7 kg d'éq. $CO_2$/baril de pétrole brut. Le PRELIM applique par défaut un paramètre de 10,8 g d'éq. $CO_2$/MJ pour les émissions de gaz naturel en amont. Selon les données de la documentation, les valeurs de 6 et de 15 g d'éq. $CO_2$/MJ ont été testées comme deux cas extrêmes. Lorsqu'on choisit 6 g d'éq. CO2/MJ pour le gaz naturel, les émissions des raffineries sont réduites, pour s'établir à 51,2 kg d'éq. $CO_2$/baril de pétrole brut (diminution de 4,7 %); lorsqu'on choisit 15 g d'éq. CO2/MJ pour le gaz naturel, les émissions des raffineries augmentent, pour atteindre 55,9 kg d'éq. $CO_2$/baril de pétrole brut (augmentation de 4,1 %). Dans l'ensemble, ces changements n'auraient probablement pas d'incidence considérable sur l'IC finale des combustibles, du berceau à la combustion.

Le tableau 32 présente un résumé des intrants de raffinerie pour les différents produits rajustés manuellement, et le tableau 33 établit une correspondance entre les données sur le pétrole brut et les intrants de pétrole brut du PRELIM. Les rapports de masse des analyses de pétrole brut et le volume d'approvisionnement final par raffinerie et région d'agrégation sont présentés dans le tableau 34. Il convient de noter que le nom du pétrole brut analysé qui correspond à l'approvisionnement des raffineries peut être apparié à celui-ci parce qu'il répond aux caractéristiques de l'analyse des intrants de pétrole brut déclarés, et non parce que le nom du pétrole brut y correspond précisément. C'est pourquoi certains des intrants de pétrole brut dans les régions regroupées de l'Est peuvent contenir le mot « Western (Ouest) » et vice versa.

**Tableau 32: Moyenne pondérée (en milliers de barils/jour)**

| Nom du pétrole brut et données sources | Ouest | Est | Densité API | Densité | Soufre | Masse volumi-que (kg/m$^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Albian Heavy Synthetic_Crude Monitor (nouveau) | 7,3 | - | 19,4 | 0,9 | 2,6 | 936,8 |
| Midale_Crude Monitor | 11,1 | - | 29,6 | 0,9 | 2,3 | 877,5 |
| Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 156,0 | - | 33,6 | 0,9 | 0,2 | 856,2 |
| Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 202,9 | 33,4 | 40,0 | 0,8 | 0,3 | 824,5 |
| Western Canadian Select_Crude Monitor | 69,7 | 11,6 | 20,5 | 0,9 | 3,4 | 929,8 |

| Nom du pétrole brut et données sources | Ouest | Est | Densité API | Densité | Soufre | Masse volumi-que (kg/m³) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Suncor Synthetic A_Crude Monitor (ancien) | 87,0 | - | 33,5 | 0,9 | 0,2 | 856,7 |
| Cold Lake_Crude Monitor (nouveau) | 40,3 | - | 20,4 | 0,9 | 4,0 | 930,4 |
| Light Sour Blend_Crude Monitor (nouveau) | 1,9 | 12,8 | 37,9 | 0,8 | 0,9 | 834,7 |
| Suncor Synthetic A_Crude Monitor (nouveau) | 68,6 | 29,8 | 33,5 | 0,9 | 0,1 | 856,7 |
| Suncor Synthetic H_Crude Monitor (nouveau) | 78,0 | - | 19,1 | 0,9 | 3,0 | 938,6 |
| Lloyd Blend_Crude Monitor (nouveau) | 65,8 | - | 21,4 | 0,9 | 3,5 | 924,7 |
| Louisiana light sweet_Stratiev | - | 52,8 | 36,1 | 0,8 | 0,3 | 844,0 |
| Bonny Light_Chevron | - | 82,1 | 32,7 | 0,9 | 0,2 | 860,8 |
| Ekofisk_Statoil | - | 46,3 | 38,4 | 0,8 | 0,2 | 832,4 |
| West texas intermediate_Stratiev | - | 70,9 | 40,8 | 0,8 | 0,3 | 821,0 |
| Forties Blend_BP | - | 10,1 | 38,6 | 0,8 | 0,7 | 831,0 |
| Algerian Condensate_BP | - | 92,9 | 68,4 | 0,7 | 0,0 | 707,1 |
| Synthetic Sweet Blend_Crude Monitor | - | 100,3 | 33,6 | 0,9 | 0,1 | 856,2 |
| Eagle Ford Ultralight_Platts | - | 7,2 | 43,1 | 0,8 | 0,1 | 809,6 |
| Western Canadian Blend_Crude Monitor | - | 22,9 | 20,6 | 0,9 | 3,3 | 929,1 |
| Azeri Light_Chevron | - | 21,1 | 36,1 | 0,8 | 0,1 | 843,5 |
| Canada Hibernia_Chevron | - | 65,0 | 33,5 | 0,9 | 0,6 | 856,6 |
| Russian Export Blend_Stratiev | - | 35,4 | 31,8 | 0,9 | 1,3 | 867,0 |
| Ekofisk_BP | - | 1,7 | 38,4 | 0,8 | 0,2 | 832,0 |
| Arab Light_Stratiev | - | 106,1 | 33,4 | 0,9 | 1,6 | 858,0 |
| Angola Girassol_Exxon | - | 23,2 | 29,9 | 0,9 | 0,3 | 876,7 |

**Tableau 33: Correspondance entre les sources de données de WM et d'AFARA et le PRELIM en ce qui a trait aux types de pétrole brut**

| Nom du pétrole brut dans le PRELIM | Nom du pétrole brut apparié de WM/d'AFARA | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Albian Heavy Synthetic_Crude Monitor (nouveau)** | Albian Heavy Synthetic | | | |
| **Midale_Crude Monitor** | Midale | | | |

| Nom du pétrole brut dans le PRELIM | Nom du pétrole brut apparié de WM/d'AFARA | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Syncrude Synthetic_Crude Monitor** | Oil Sands Synthetic | | | |
| **Mixed Sweet Blend_Crude Monitor** | Mixed Sweet Blend | W. Canada Conventional Light Sweet (Alberta) | AB Light - Light (Mixed Sweet Blend - 72 % et Mixed Sour Blend - 28 %) | ON Light - Light Sweet SCO (Mixed Sweet Blend et Mixed Sour Blend) |
| **Western Canadian Select_Crude Monitor** | Western Canadian Select | AB Bitumen - Dilbit Western Canadian Select | | |
| **Suncor Synthetic A_Crude Monitor (ancien)** | Oil Sands Synthetic | | | |
| **Cold Lake_Crude Monitor (nouveau)** | Cold Lake | | | |
| **Light Sour Blend_Crude Monitor (nouveau)** | Light Sour Blend | | | |
| **Suncor Synthetic A_Crude Monitor (nouveau)** | Oil Sands Synthetic | | | |
| **Suncor Synthetic H_Crude Monitor (nouveau)** | Suncor Synthetic H | | | |
| **Lloyd Blend_Crude Monitor (nouveau)** | Lloyd Blend | | | |
| **Louisiana light sweet_Stratiev** | Light Louisiana Sweet | | | |
| **Bonny Light_Chevron** | Bonny Light | Nigeria - Light (AKPO et Brass River) | | |
| **Ekofisk_Statoil** | Ekofisk Blend | | | |
| **West texas intermediate_Stratiev** | West Texas Intermediate | | | |
| **Forties Blend_BP** | Forties Blend | | | |
| **Algerian Condensate_BP** | Saharan Blend | Algeria - Ultra-Light Sweet (Algeria Saharan Blend) | | |
| **Synthetic Sweet Blend_Crude Monitor** | AB SCO - Light Sweet SCO (Synthetic Sweet Blend) | | | |
| **Eagle Ford Ultralight_Platts** | US Eagle Ford (TX) - Ultra-Light Sweet | US WTI Light - Light Sweet (US Texas Spraberry) | | |
| **Western Canadian Blend_Crude Monitor** | AB Heavy - Heavy Sour (Western Canadian Blend) | | | |
| **Azeri Light_Chevron** | Kazakhstan CPC Blend - Ultra Light Sour (Kazakhstan Tengiz) | | | |
| **Canada Hibernia_Chevron** | White Rose | W. Canada Conventional Light Sweet (Alberta) | Hibernia | |

| Nom du pétrole brut dans le PRELIM | Nom du pétrole brut apparié de WM/d'AFARA | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Russian Export Blend_Stratiev** | ESPO | US North Dakota - Light Sweet (US Bakken No Flare) | | |
| **Ekofisk_BP** | Ekofisk Blend | | | |
| **Arab Light_Stratiev** | Arab Light | | | |
| **Angola Girassol_Exxon** | Ceiba | Castilla | | |

**Tableau 34: Rapports de masse des analyses de pétrole brut et volume d'approvisionnement final par raffinerie et région d'agrégation***

| Raffinerie | Région d'agréga-tion | Analyses de pétrole brut | Rapports de masse | Volume d'approvisionne-ment final (milliers de barils/jour) |
|---|---|---|---|---|
| Burnaby | Ouest | Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 62 % | 29,69 |
| Burnaby | Ouest | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 38 % | 18,15 |
| Impériale, Edmonton | Ouest | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 69 % | 112,62 |
| Impériale, Edmonton | Ouest | Western Canadian Select_Crude Monitor | 29 % | 47,26 |
| Impériale, Edmonton | Ouest | Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 2 % | 3,58 |
| Scotford | Ouest | Suncor Synthetic A_Crude Monitor (ancien) | 100 % | 86,99 |
| Suncor, Edmonton | Ouest | Cold Lake_Crude Monitor (nouveau) | 31 % | 40,27 |
| Suncor, Edmonton | Ouest | Light Sour Blend_Crude Monitor (nouveau) | 1 % | 1,86 |
| Suncor, Edmonton | Ouest | Suncor Synthetic A_Crude Monitor (nouveau) | 34 % | 45,24 |
| Suncor, Edmonton | Ouest | Suncor Synthetic H_Crude Monitor (nouveau) | 34 % | 44,38 |
| Regina | Ouest | Lloyd Blend_Crude Monitor (nouveau) | 59 % | 65,85 |
| Regina | Ouest | Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 41 % | 44,84 |
| Come by Chance | Est | Louisiana light sweet_Stratiev | 38 % | 35,44 |
| Come by Chance | Est | Bonny Light_Chevron | 20 % | 18,97 |
| Come by Chance | Est | Ekofisk_Statoil | 17 % | 16,06 |
| Come by Chance | Est | West texas intermediate_Stratiev | 17 % | 15,38 |
| Come by Chance | Est | Forties Blend_BP | 7 % | 6,40 |
| Come by Chance | Est | Algerian Condensate_BP | 1 % | 0,85 |
| Jean-Gaulin | Est | Algerian Condensate_BP | 40 % | 92,10 |
| Jean-Gaulin | Est | Synthetic Sweet Blend_Crude Monitor | 35 % | 81,20 |
| Jean-Gaulin | Est | Western Canadian Select_Crude Monitor | 5 % | 11,60 |
| Jean-Gaulin | Est | Eagle Ford Ultralight_Platts | 3 % | 7,20 |
| Jean-Gaulin | Est | Western Canadian Blend_Crude Monitor | 3 % | 8,10 |
| Jean-Gaulin | Est | Azeri Light_Chevron | 9 % | 21,10 |
| Jean-Gaulin | Est | Bonny Light_Chevron | 5 % | 11,50 |
| Suncor, Montréal | Est | West texas intermediate_Stratiev | 27 % | 33,54 |
| Suncor, Montréal | Est | Suncor Synthetic A_Crude Monitor (nouveau) | 24 % | 29,76 |
| Suncor, Montréal | Est | Canada Hibernia_Chevron | 30 % | 37,61 |
| Suncor, Montréal | Est | Russian Export Blend_Stratiev | 15 % | 19,10 |
| Suncor, Montréal | Est | Forties Blend_BP | 3 % | 3,69 |
| Suncor, Montréal | Est | Ekofisk_BP | 1 % | 1,71 |
| Nanticoke | Est | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 35 % | 33,39 |
| Nanticoke | Est | Light Sour Blend_Crude Monitor (nouveau) | 13 % | 12,75 |
| Nanticoke | Est | Synthetic Sweet Blend_Crude Monitor | 20 % | 19,10 |

| Raffinerie | Région d'agréga-tion | Analyses de pétrole brut | Rapports de masse | Volume d'approvisionne-ment final (milliers de barils/jour) |
|---|---|---|---|---|
| Nanticoke | Est | Western Canadian Blend_Crude Monitor | 15 % | 14,80 |
| Nanticoke | Est | Russian Export Blend_Stratiev | 17 % | 16,26 |
| Impériale, Sarnia | Ouest | Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 50 % | 51,59 |
| Impériale, Sarnia | Ouest | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 29 % | 30,11 |
| Impériale, Sarnia | Ouest | Western Canadian Select_Crude Monitor | 22 % | 22,40 |
| Shell, Sarnia | Ouest | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 49 % | 32,30 |
| Shell, Sarnia | Ouest | Syncrude Synthetic_Crude Monitor | 40 % | 26,31 |
| Shell, Sarnia | Ouest | Albian Heavy Synthetic_Crude Monitor (nouveau) | 11 % | 7,28 |
| Suncor, Sarnia | Ouest | Suncor Synthetic H_Crude Monitor (nouveau) | 43 % | 33,62 |
| Suncor, Sarnia | Ouest | Suncor Synthetic A_Crude Monitor (nouveau) | 30 % | 23,39 |
| Suncor, Sarnia | Ouest | Midale_Crude Monitor | 14 % | 11,10 |
| Suncor, Sarnia | Ouest | Mixed Sweet Blend_Crude Monitor | 12 % | 9,70 |
| Saint John | Est | Arab Light_Stratiev | 38 % | 106,06 |
| Saint John | Est | Bonny Light_Chevron | 19 % | 51,59 |
| Saint John | Est | Ekofisk_Statoil | 11 % | 30,25 |
| Saint John | Est | Canada Hibernia_Chevron | 10 % | 27,36 |
| Saint John | Est | West texas intermediate_Stratiev | 8 % | 21,95 |
| Saint John | Est | Louisiana light sweet_Stratiev | 6 % | 17,36 |
| Saint John | Est | Angola Girassol_Exxon | 8 % | 23,20 |

* Source : Données de WM

### 4.6.2 Consommation d'énergie et émissions des pipelines de pétrole brut

**Transport et pipeline de liquides au Canada**

Le pétrole brut est transporté vers les raffineries principalement par l'entremise d'un réseau de pipelines partout au Canada. Chaque pipeline a un diamètre, une longueur, un débit, une rugosité et une perte de charge qui lui sont propres. Tous ces paramètres contribuent à l'énergie nécessaire pour transporter le pétrole brut dans le pipeline. La viscosité du pétrole brut influe également sur les besoins en énergie[7].

[7] Bien qu'un modèle « pipeline par pipeline » et « type de combustible par type de combustible » soit possible, le temps requis pour réaliser ce niveau de modélisation dépasse la portée du présent projet. Il s'agit d'un domaine sur lequel on pourrait se concentrer dans le cadre de travaux futurs.

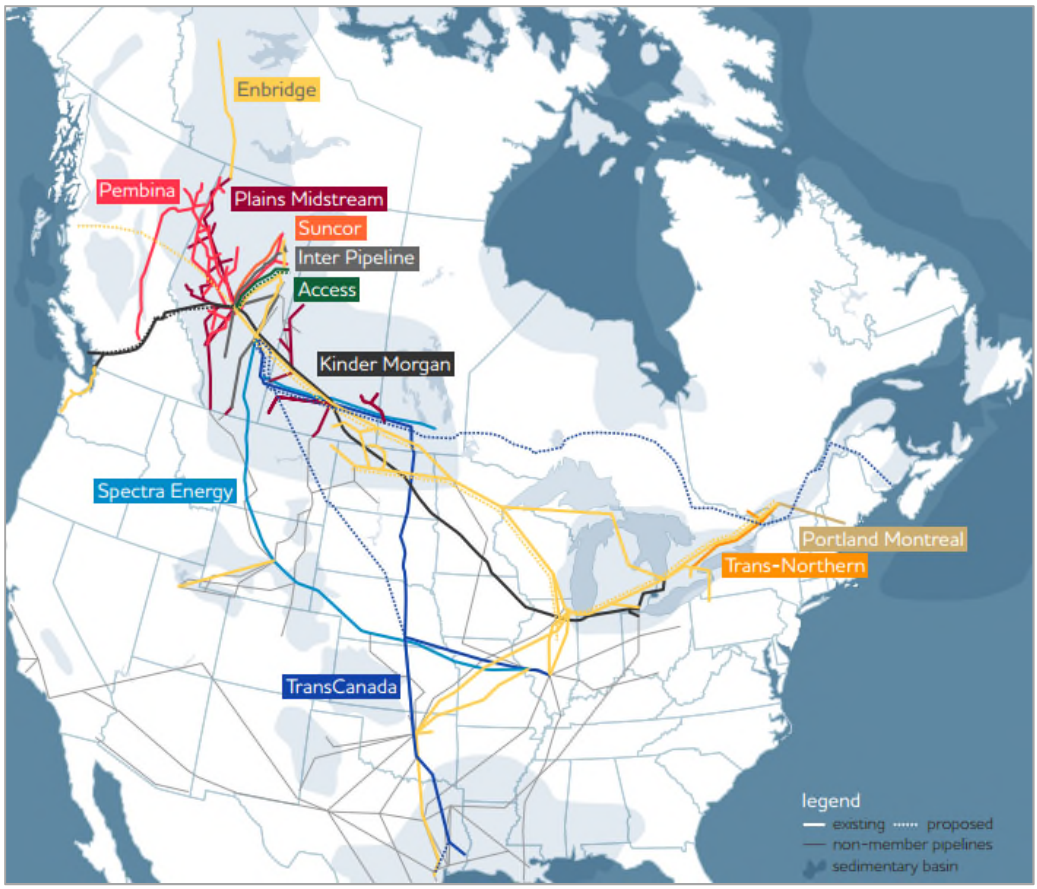



**Figure 13 : Carte des pipelines de liquides au Canada (et de certains pipelines aux États-Unis) (Source : Pipeline Education – Energy Education)**

Dans les pipelines de pétrole brut, l'électricité du réseau sert à alimenter les pompes. Choquette-Levy et ses collaborateurs (Choquette-Levy et coll., 2018a) ont calculé l'intensité énergétique et l'intensité en carbone par baril/km pour chaque pipeline en Amérique du Nord. La moyenne pondérée de l'intensité énergétique a été calculée pour les pipelines ayant au moins une extrémité au Canada, le résultat étant de 3,7 Wh/baril/km, avec un maximum de 20,3 Wh/baril/km et un minimum de 0,53 Wh/baril/km (voir la feuille de calcul intitulée « *3-9-0 crude pipeline efficiency calculations.xls* »). La distribution de l'intensité énergétique semble être log-normale. Le carré de l'écart-type géométrique (nécessaire pour définir la variabilité) est établi à 14,0. Comme le montre la figure 13, les pipelines modélisés couvrent tout le continent. Pour assurer la continuité avec la modélisation des filières restantes et permettre la mise à jour rapide du modèle, la composition moyenne du réseau canadien est utilisée dans le processus unitaire. Les répercussions du réseau de l'Alberta sont incluses dans l'analyse de l'incertitude en tant que scénario de la pire éventualité.

Comme on peut le voir dans le tableau 35, la distribution est conforme à celle d'autres modèles.

**Tableau 35: Comparaison des besoins en énergie pour le modèle des pipelines de pétrole brut avec des modèles semblables.**

| Fonction | Présente étude | GHGenius | Modèle GREET |
|---|---|---|---|
| Électricité requise pour transporter un baril de pétrole brut sur un kilomètre | 3,7 Wh/baril/km (distribution log-normale avec un écart-type géométrique de 14 Wh/baril/km) | 2,8 Wh/baril/km | 8-10 Wh/baril/km |

**Tableau 36: Consommation d'énergie et émissions pour le transport par pipeline de pétrole brut (autre que le bitume), par baril/km de transport.**

| Échange | Quantité | Unité | Description |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, pipeline de liquides {Can.} | 1 | baril/km | |
| **Intrants** | | | |
| Électricité du réseau, moyenne pour 2016 {Can.} | 3,7 | Wh | Le réseau canadien moyen utilisé pour le transport se trouve partout au Canada. Analyse de l'incertitude menée pour inclure le réseau de l'Alberta dans l'évaluation. |

Le transport de produits de pétrole brut raffinés de la raffinerie au centre de distribution peut également comprendre des expéditions par camion et par train. Aux fins de la présente étude, les expéditions par camion et par train ont été exclues puisque les valeurs étaient approximatives. Par contre, les livraisons par camion en aval aux utilisateurs finaux ont été prises en compte.

Comme l'étude comprenait le transport de bitume et de diluant par les pipelines de pétrole brut canadiens, celui-ci a été modélisé en fonction de la même quantité d'énergie, et ce type de transport génère les mêmes émissions que le transport de pétrole brut par pipeline. Cette approche est conforme à celle d'autres outils, comme le modèle GREET et GHGenius, ainsi qu'à la base de données Ecoinvent concernant les ACV.

### 4.6.3 Mélange et combustion de produits de pétrole brut

Bien que les produits de pétrole brut, comme l'essence, soient mélangés à de l'éthanol pour obtenir l'indice d'octane voulu et répondre à d'autres spécifications, la production de ces biocarburants (y compris l'éthanol et le biodiesel) n'est pas incluse dans les limites du système des filières de combustibles fossiles. De plus, les émissions provenant de la combustion de ces carburants ne concernent que les émissions associées aux combustibles fossiles, et non pas celles associées aux composantes des biocarburants. Le transport et la distribution des mélanges sont inclus dans le transport et la distribution des combustibles. La combustion est abordée à la section 4.10.

**Pétrole brut**

Environ 97 % du pétrole brut et du gaz naturel au Canada sont transportés par pipeline (Conca, 2018). Chaque année, 550 milliards de barils de pétrole sont exportés par pétrolier, et 140 000 barils/jour ont été transportés par train en 2017 (ACPP, 2018b).

**Carburants à base de pétrole**

Les carburants à base de pétrole sont transportés par divers moyens, notamment par pipeline, train, pétrolier et camion. Comme il n'y a pas suffisamment de données disponibles pour évaluer le pourcentage de chaque mode de transport et que les répercussions des expéditions par pipeline, train et pétrolier ne représentent qu'une fraction de l'impact global, on a établi que les carburants à base de pétrole étaient transportés entièrement par camion. Bien que GHGenius présente un pourcentage de transport par pipeline/convoyeur et train, la majorité est expédiée par camion. Selon le modèle GREET, environ 70 % des carburants sont transportés par camion, et le reste est transporté par pétrolier.

Le fait d'établir que le transport des carburants s'effectue entièrement par camion se traduit par une contribution de moins de 1 % aux émissions produites du berceau à la combustion. Étant donné que l'incidence de cette décision sur les émissions de GES est inférieure aux critères d'élimination, aucune modélisation plus détaillée des modes de transport n'a été effectuée.

**Tableau 37: Tableau sommaire des données sur les activités**

| Charbon | Gaz naturel | Pétrole brut | Carburants à base de pétrole | Coke de pétrole et charbon |
|---|---|---|---|---|
| Train – 100 % | Pipeline – 100 % (consommation interne) | Pipeline – 97 %<br>Train – 3 % (sauf pour le pétrole extracôtier transporté par pétrolier) | Combinaison inconnue de transport par pipeline, train, pétrolier et camion, modélisée en tant que transport par camion à 100 %. | Combinaison de transport par train et camion, modélisée en fonction de l'endroit où les produits sont utilisés. |

### 4.6.4 Distances et méthodes de transport pour le pétrole brut

Les distances modélisées et les méthodes employées pour transporter le pétrole brut extrait vers les raffineries sont résumées dans le tableau ci-dessous. Ces distances et ces modes de transport sont utilisés pour établir l'IC de base pour chaque filière de combustibles. Les processus unitaires dans le modèle contiendront les paramètres du modèle (p. ex. charge et distance) afin qu'ils puissent être adaptés aux conditions particulières pertinentes pour les scénarios personnalisés.

La distance que le pétrole brut doit parcourir pour atteindre les raffineries dépend de l'emplacement du réservoir, de l'installation de production ou du point d'entrée (dans le cas des importations) et de la raffinerie. Les mesures suivantes ont été prises pour estimer la distance moyenne entre les installations de production et les raffineries partout au Canada :

1. Déterminer l'emplacement des réservoirs, des installations de production et des points d'entrée partout au Canada
2. Calculer la distance entre chaque emplacement et la raffinerie
3. Calculer une moyenne pondérée pour chaque ensemble « source-raffinerie » en fonction de la capacité de production
4. Estimer la distance moyenne par rapport aux raffineries en calculant la moyenne pondérée en fonction de la production des installations de production au Canada

**Tableau 38: Distances et méthodes de transport du pétrole brut extrait jusqu'aux raffineries**

| Source | Destination | Distance (km, une seule direction) | Mode | Incertitude |
|---|---|---|---|---|
| **Extracôtier** | Raffinerie (est du Canada) | 350 | Pétrolier | 10 % |
| **Sables bitumineux (à ciel ouvert)*** | Raffinerie (ouest/centre du Canada) | 1 480 | Pipeline | 20 % |
| **Sables bitumineux (in situ)*** | Raffinerie (ouest/centre du Canada) | 1 480 | Pipeline | 20 % |
| **Importations de pétrole brut** | Raffinerie (est du Canada) | 100 | Pipeline | 20 % |
| **Pétrole classique** | Raffinerie (ouest/centre du Canada) | 900 | Pipeline | 10 % |
| **Pétrole de réservoirs étanches (schiste)** | Raffinerie (ouest/centre du Canada) | 880 | Pipeline | 20 % |

* Remarque : il y a une longue distance jusqu'aux raffineries pour les produits des sables bitumineux du fait de leur consommation dans les raffineries de l'Ontario.

Les distances et les méthodes de transport des produits, du raffinage jusqu'au marché, sont résumées dans le tableau 39 (ONE, 2018c; ONE, 2014; ONE, 2016b; ACPP, 2018c; AO&GI, 2016).

**Tableau 39: Distances de transport pour livrer les produits raffinés au marché (par camion)**

| Modèle des raffineries | Distance moyenne pondérée en fonction de la production (km, une seule direction) | Incertitude |
|---|---|---|
| **Ouest/Centre** | 275 | 20 % |
| **Est** | 312 | 20 % |
| **Tous** | 291 | 20 % |

### 4.6.5 Importation de combustibles raffinés

Les combustibles importés constituent une part importante des combustibles fossiles liquides consommés au Canada. Pour certains combustibles liquides, les importations peuvent représenter plus de 40 % des combustibles disponibles sur le marché au cours d'une année donnée. Les combustibles raffinés sont importés d'un large éventail de pays, mais plus de 70 % des importations canadiennes sont produites aux États-Unis.

Il n'y avait pas suffisamment de données facilement accessibles sur l'IC associée à l'extraction et au raffinage des combustibles importés pour chaque pays, et la collecte de ces données dépassait la portée du présent projet. Afin d'inclure les combustibles raffinés importés dans l'IC de base moyenne au Canada, on a supposé que l'IC des combustibles importés était équivalente à l'IC des combustibles canadiens livrés au consommateur.

En ce qui concerne le transport de combustibles raffinés importés, le transport qui se fait à l'extérieur des frontières canadiennes a été exclu sur la base des limites du système définies dans le cadre de la NCP. Pour le transport de combustibles raffinés importés à l'intérieur du Canada, on a supposé que les combustibles seraient transportés par camion sur la même distance que celle estimée pour les produits de pétrole brut importés (voir le tableau 38). Après ce transport de la frontière vers un dépôt central, on a présumé que les combustibles raffinés importés étaient vendus et distribués aux consommateurs par le même réseau de distribution modélisé pour les combustibles produits au pays.

Les données sur le pourcentage de combustibles liquides disponibles découlant des importations proviennent de Statistique Canada.

**Tableau 40: Part de combustibles raffinés disponibles découlant des importations au Canada en 2016 (Statistique Canada, 2019a)**

| Combustible | Quantité importée en 2016 | Part de combustibles disponibles en 2016 |
|---|---|---|
| **Carburant aviation** | 2 367 210 | 30 % |
| **Essence** | 9 456 539 | 22 % |
| **Diesel** | 1 857 476 | 7 % |
| **Mazout lourd** | 829 164 | 42 % |
| **Mazout léger** | S.O. | 42 %* |
| **Mazout pour poêles** | S.O. | 42 %* |
| **Kérosène** | S.O. | 30 %* |

**Remarque – Pour des raisons de confidentialité, les données sur la part de mazout léger, de mazout pour poêles et de kérosène importés n'étaient pas fournies dans le rapport de Statistique Canada. Pour en tenir compte, on a supposé que la part disponible en 2016 pour le mazout léger et le mazout pour poêles était la même que pour le mazout lourd et que la part disponible pour le kérosène était la même que pour le carburant aviation.*

En ce qui a trait aux combustibles fossiles solides et gazeux, l'inclusion des combustibles importés est décrite dans l'approche de modélisation présentée dans chacune de ces sections du rapport.

### 4.6.6 Résultats pour le raffinage du pétrole brut et les produits combustibles liquides

Le tableau 41 présente les intensités en carbone par type de combustible, ainsi que les moyennes pondérées pour l'est et l'ouest du Canada et la moyenne canadienne. Le tableau 42 offre une comparaison avec les autres valeurs déclarées. Les facteurs contribuant à la différence entre les valeurs déclarées et les valeurs calculées sont : les régions de production (p. ex. États-Unis ou Canada), l'âge des données (p. ex. hypothèses de 2014 du NETL ou hypothèses de 2016 dans la présente étude), les hypothèses relatives aux données de base (p. ex. les données sur l'électricité ont été modifiées dans la présente étude pour refléter les données fournies par ECCC plutôt que les valeurs par défaut du PRELIM) et l'utilisation des valeurs calculées dans l'étude (p. ex. les IC du gaz naturel au Canada). Le tableau 42 montre que les résultats du PRELIM concordent avec les valeurs tirées de la documentation en ce qui concerne les raffineries. Pour l'essence, la différence entre les résultats du PRELIM mis à jour (à l'échelle nationale) et les valeurs américaines varie de -22 % à 15 %. Pour le carburéacteur, l'estimation du PRELIM est supérieure de 48 à 71 % aux valeurs américaines. Pour le diesel, ces différences varient de -1 % à 50 %. Si nous comparons les données à une autre estimation canadienne de GHGenius, le PRELIM sous-estime l'IC pour le raffinage de l'essence, du carburéacteur et du diesel de 2 %, de 49 % et de 26 %, respectivement.

**Tableau 41: IC moyenne pondérée des raffineries (g d'éq. $CO_2$/MJ)**

| Produit | Ouest | Est | Moyenne canadienne |
|---|---|---|---|
| **Essence mélangée** | 9,18 | 8,16 | 8,63 |
| **Carburant aviation/carburéacteur** | 3,80 | 3,41 | 3,48 |
| **DTFTS** | 7,65 | 6,69 | 7,25 |
| **Mazout** | 5,89 | 6,13 | 5,95 |
| **Coke** | 2,77 | - | 2,77 |
| **Résidus – HC** | - | - | - |
| **Fractions lourdes liquides** | 5,15 | 2,83 | 3,70 |
| **Gaz de pétrole liquéfié (GPL)** | 10,15 | 9,45 | 9,81 |
| **Charges pétrochimiques** | 10,11 | 10,56 | 10,27 |
| **Asphalte** | 1,75 | 1,62 | 1,67 |

**Tableau 42: Comparaison des IC des raffineries (g d'éq. $CO_2$/MJ)**

| Produit | Moyenne canadienne (présente étude) | NETL, 2014[1] | Modèle GREET, 2018[2] | GHGenius, v1.03 |
|---|---|---|---|---|
| **Essence mélangée** | 8,63 | 10,9 | 7,3 | 8,6 |
| **Carburant aviation/carburéacteur** | 3,48 | 2,3 | 2,0 | 6,7 |
| **DTFTS** | 7,25 | 7,1 | 4,7 | 9,6 |
| **Mazout** | 5,95 | 8,9 | - | 2,1 |
| **Coke** | 2,77 | 1,8 | 3,7 | - |
| **Fractions lourdes liquides** | 3,70 | 5,3 | 3,2 | - |
| **Gaz de pétrole liquéfié (GPL)** | 9,81 | - | 6,1 | 2,1 |
| **Charges pétrochimiques** | 10,27 | - | - | - |
| **Asphalte** | 1,67 | - | - | - |

1. COONEY, G. et coll. « Updating the U.S. life cycle GHG petroleum baseline to 2014 with projections to 2040 using open-source engineering-based models », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 51, p. 977-987 (2017).
2. ELGOWAINY, A. et coll. « Energy Efficiency and Greenhouse Gas Emission Intensity of Petroleum Products at U.S. Refineries », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 48, p. 7612-7624 (2014).

Les IC des combustibles liquides sont présentées dans le tableau 43, à côté des émissions déclarées tirées de diverses autres sources (américaines et autres, comme il est indiqué). Les résultats du berceau à la combustion (DBC) correspondent également bien aux rapports de la documentation. Par exemple, en ce qui concerne l'essence, le carburéacteur et le diesel, les résultats (à l'échelle nationale) sont supérieurs aux valeurs américaines de -1 à 4 %, de 7 à 10 % et de 11 à 18 %. Si nous comparons les estimations du PRELIM aux autres valeurs canadiennes, les différences varient de -5 à 3 % pour l'essence, de 1 % pour le carburéacteur et de 6 à 9 % pour le diesel. Les différences touchant certains produits augmentent du DBC, peut-être en raison de la différence dans le calcul des émissions découlant de la combustion. Par exemple, dans le cas de l'essence, bien que les émissions issues du raffinage se rapprochent de celles tirées des rapports de la documentation, les résultats du DBC sont inférieurs à la plupart des données déclarées. Cela pourrait être en partie attribuable au fait que l'on utilise dans la présente étude les émissions produites par la combustion de 67 g d'éq. $CO_2$/MJ d'essence plutôt que celles établies dans le modèle GREET (É.-U.) de 2018 et GHGenius (Canada) de 2018, qui sont respectivement de 72 et de 71 g d'éq. $CO_2$/MJ. Pour le

diesel, dans la présente étude, les émissions découlant de la combustion sont de 77 g d'éq. $CO_2$/MJ, tandis que dans le modèle GREET (É.-U.) de 2018 et GHGenius (Canada) de 2018, elles sont de 72 et de 71 g d'éq. $CO_2$/MJ, respectivement.

**Tableau 43: Comparaison des IC, du berceau à la combustion (g d'éq. $CO_2$/MJ)**

| Produit | Moyenne canadienne (présente étude) | NETL, 2014[1] | RNCan[2] | Modèle GREET (É.-U.)[3] | GHGenius, 2018[4] | CARB (É.-U.)[5] | UE[6] | Données de référence ARF2 (É.-U.)[7] | C.-B. (Canada)[8] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Essence mélangée** | 95 | 90 | - | 95 | 92 | 90 | 87 | 92 | 88 |
| **Carburant aviation/carburéacteur** | 88 | 82 | 89 | - | 87 | - | - | - | - |
| **DTFTS** | 96 | 86 | - | 95 | 95 | 89 | 89 | 91 | 95 |

1. MASNADI et coll., 2018. *Table 1 refining, US PADD buildup, well-to-wheels*
2. Défi Visez haut! de RNCan
3. USEPA. *Lifecycle Greenhouse Gas Results*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/lifecycle-greenhouse-gas-results. (Consulté le 27 août 2019)
4. Ressources naturelles Canada. GHGenius 5.0e. (2019). Accessible à l'adresse suivante : https://www.ghgenius.ca/.
ELGOWAINY, A. et coll. « Energy Efficiency and Greenhouse Gas Emission Intensity of Petroleum Products at U.S. Refineries », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 48, p. 7612-7624 (2014).
5. California Air Resources Board (CARB). Aucun titre. Accessible à l'adresse suivante : https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/121409lcfs_lutables.pdf.
CAI, H. et coll. « Well-to-Wheels Greenhouse Gas Emissions of Canadian Oil Sands Products: Implications for U.S. Petroleum Fuels », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 49, p. 8219-8227 (2015).
6. Commission européenne. *Fuel Quality*. Accessible à l'adresse suivante : https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel_en.
7. USEPA. *Lifecycle Greenhouse Gas Results*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/lifecycle-greenhouse-gas-results. (Consulté le 27 août 2019)
8. Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Carbon Intensity Records under the Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation*. Accessible à l'adresse suivante : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/electricity-alternative-energy/transportation/renewable-low-carbon-fuels/rlcf006_-_carbon_intensity_records.pdf.

Les sources des différences entre les valeurs déclarées et les valeurs calculées sont nombreuses. Les différences touchant les matières premières entraînent des différences au chapitre des émissions tout au long de la filière, de l'extraction au prétraitement (le cas échéant) et au raffinage. Par exemple, les émissions globales en amont provenant de l'extraction et du prétraitement au Canada devraient être plus élevées au Canada que dans d'autres régions comme les États-Unis, mais les émissions découlant du raffinage seront plus faibles. Cette différence est attribuable au fait que le Canada produit beaucoup de produits lourds à partir de l'extraction, mais qu'une bonne partie de ces produits sont exportés pour être raffinés à l'extérieur du pays. De plus, le Canada importe beaucoup de produits légers qui seront raffinés au pays. Au moment du raffinage, ces matières premières sont mélangées, et les émissions tout au long du cycle de vie des combustibles mélangés englobent d'autres combustibles mélangés que les résultats de la présente analyse n'incluent pas (p. ex. l'éthanol mélangé à l'essence). À titre comparatif, les États-Unis utilisent beaucoup la conversion profonde dans le cadre du raffinage, ce qui entraîne des émissions plus élevées. Il est également difficile de comparer directement les résultats d'autres modèles aux IC figurant dans la présente étude, car non seulement les autres modèles et études reposent sur des données de sources différentes s'échelonnant sur différentes années et s'accompagnant de différentes hypothèses, mais les résultats modélisés ne tiennent pas tous compte de la perspective canadienne et ne portent pas tous sur la même gamme de produits. Certaines installations, par exemple, ne produisent pas

de produits lourds. L'étude du NETL, par exemple, a permis de mener l'analyse en fonction d'une modélisation non liée à des produits lourds, comme le mazout lourd. Les méthodes et les hypothèses d'affectation des émissions de carbone à l'ensemble des produits (y compris les charges pétrochimiques et d'autres produits comme l'asphalte) peuvent avoir des répercussions importantes sur l'IC finale des combustibles.

En comparant les raffineries regroupées de l'ouest/du centre du Canada à celles de l'est du Canada, on constate une augmentation de l'intensité des émissions des raffineries de l'Ouest/du Centre par rapport à celles de l'Est, bien qu'elle ne soit pas très importante (les émissions des raffineries d'essence de l'Ouest/du Centre sont de 8,8 g d'éq. $CO_2$/MJ, comparativement à 8,16 g d'éq. $CO_2$/MJ pour les raffineries d'essence de l'Est). L'IC du pétrole de réservoirs étanches au Canada est inférieure à celle associée aux importations de pétrole brut. L'IC pour l'extraction de pétrole in situ se rapproche de celle du pétrole brut importé. Seul le pétrole brut extrait des sables bitumineux présente des IC nettement supérieures à celles des autres produits de pétrole brut pris en compte dans l'étude. L'origine du pétrole brut (et l'IC correspondante) dans les raffineries joue un rôle important dans l'établissement de l'IC finale associée à la production. Les IC du pétrole brut importé étaient comparables à celles du pétrole brut produit au pays (à l'exception du pétrole brut extrait des sables bitumineux). Il importe de mentionner que le calcul des valeurs pour l'importation ne faisait pas partie de la portée de la présente étude, mais a été fourni par ECCC. Dans toutes les filières de combustibles liquides, on utilise une assez grande quantité de matières premières importées. Il est donc important de mieux comprendre les importations. Les matières premières importées pourraient représenter une part de plus en plus importante des combustibles au Canada, et les travaux ultérieurs pourraient être axés sur l'élaboration de données sur les matières premières et les combustibles importés.

Les intensités en carbone complètes, du berceau à la porte du consommateur (DBPC) et du berceau à la combustion (DBC), sont présentées dans le tableau 44. Les sources de variabilité dans la modélisation qui s'appliquent aux différences relevées dans la comparaison du DCP des résultats à GHGenius sont les mêmes que celles mentionnées ci-dessus.

**Tableau 44: Intensités en carbone des combustibles fossiles (g d'éq. $CO_2$/PCS MJ)**

| | Résultats de l'étude | | GHGenius (5.0c) | |
|---|---|---|---|---|
| **Produit** | **DBPC** | **DBC** | **DBPC** | **Différence (%)** |
| **Essence mélangée** | 24 | 95 | 22 | 8 % |
| **Carburant aviation** | 19 | 88 | 19 | 1 % |
| **Kérosène** | 19 | 87 | 19 | 0 % |
| **Diesel** | 24 | 96 | 22 | 9 % |
| **Mazout léger** | 24 | 95 | 15 | 39 % |
| **Mazout pour poêles** | 24 | 92 | 15 | 39 % |
| **Coke de pétrole** | 22 | 104 | 13 | 41 % |
| **Mazout lourd** | 22 | 97 | 15 | 33 % |

Les tableaux qui suivent présentent les résultats détaillés et les résultats liés à l'incertitude pour chaque combustible de la filière. La colonne Quantité (mesurée en MJ) indique la contribution de chaque composé de base ou combustible source au total inscrit pour les composés de base.

L'intensité en carbone (mesurée en g d'éq. $CO_2$/MJ) est présentée pour les produits intermédiaires ainsi que pour les produits finaux. L'incertitude est présentée à la fois en fonction de l'inventaire et de l'évaluation de l'impact assortie d'une analyse de l'inventaire. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance. La section 5.2.1 présente une analyse détaillée des répercussions de l'analyse de l'incertitude tout au long du projet. Les diagrammes en violon présentés dans la section illustrent l'incertitude observée dans les IC du berceau à la porte du consommateur et du berceau à la combustion, compte tenu de l'incertitude associée aux données de l'inventaire et aux facteurs de caractérisation. En général, la forme de la distribution de l'incertitude dans les diagrammes en violon montre que les IC sont fortement concentrées autour de la valeur médiane de l'IC (indiquée par la forme du tracé, qui est large au milieu et mince aux extrémités). Cela indique que les sources d'incertitude dans l'analyse ne font pas dévier les résultats de la valeur médiane calculée.

**Tableau 45: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone de l'essence**

| Essence | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ)** |
| **Composés de base de l'Est** | 1 | 15 |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ)** |
| **Composés de base de l'Ouest** | 1 | 16 |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| | | |
| **Essence, Est, à la raffinerie** | 1 | 23 |
| Composés de base de l'Est | 0,974 | 14 |
| | | |
| **Essence, Ouest, à la raffinerie** | 1 | 24 |
| Composés de base de l'Ouest | 0,96 | 15 |
| | | |
| **Essence, au consommateur, total** | 1 | 24 |
| **Essence, au consommateur, moyenne {Can.}** | 0,78 | 19 |
| Essence, Est | 0,394 | 8,9 |
| Essence, Ouest | 0,386 | 9,3 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,6 |

| Essence | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Essence, importée, au consommateur | | 0,22 | | | 5,4 | | |
| | | | | | | | |
| **Essence, brûlée** | | 1 | | | 95 | | |
| Combustion | | 1 | | | 70 | | |
| Essence, au consommateur, moyenne | | 1 | | | 24 | | |
| **Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur** | | | | | | | |
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 24 | 24 | 5,8 | 24 | 15 | 38 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |
| **Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion** | | | | | | | |
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 96 | 96 | 6,9 | 7,2 | 84 | 110 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 46: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du diesel**

| Diesel | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Diesel, Est, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Est | 1,08 | 16 |
| | | |
| **Diesel, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **24** |
| Composés de base de l'Ouest | 1,01 | 17 |
| | | |
| **Diesel, au consommateur, total** | **1** | **24** |
| **Diesel, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,93** | **23** |

| Diesel | | |
|---|---|---|
| Diesel, Est | 0,477 | 11 |
| Diesel, Ouest | 0,461 | 11 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,80 |
| **Diesel, importé, au consommateur** | **0,07** | **1,7** |
| | | |
| **Diesel, brûlé** | **1** | **96** |
| Combustion | 1 | 72 |
| Diesel au consommateur, moyenne | 1,01 | 24 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 25 | 24 | 6,1 | 25 | 15 | 39 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 96 | 95 | 7,7 | 8,0 | 81 | 110 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 47: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du kérosène**

| Kérosène | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Kérosène, Est, à la raffinerie** | **1** | **18** |
| Composés de base de l'Est | 0,999 | 15 |
| | | |
| **Kérosène, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **19** |
| Composés de base de l'Ouest | 0,912 | 15 |
| | | |

| Kérosène | | |
|---|---|---|
| **Kérosène au consommateur, total** | **1** | **19** |
| **Kérosène, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,7** | **13** |
| Kérosène, Est | 0,356 | 6,4 |
| Kérosène, Ouest | 0,344 | 6,4 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,6 |
| **Kérosène, importé, au consommateur** | **0,3** | **5,8** |
| | | |
| **Kérosène, brûlé** | **1** | **87** |
| Combustion | 1 | 68 |
| Kérosène au consommateur, moyenne | 1 | 19 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 19 | 18 | 4,6 | 24 | 12 | 29 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 87 | 87 | 6,2 | 7,1 | 76 | 99 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 48: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du carburant aviation**

| Carburant aviation | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Carburant aviation, Est, à la raffinerie** | **1** | **18** |
| Composés de base de l'Est | 0,99 | 15 |

| Carburant aviation | | |
|---|---|---|
| | | |
| **Carburant aviation, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **19** |
| Composés de base de l'Ouest | 0,91 | 15 |
| | | |
| **Carburant aviation, au consommateur, total** | **1** | **19** |
| **Carburant aviation, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,7** | **13** |
| Carburant aviation, Est | 0,356 | 6,4 |
| Carburant aviation, Ouest | 0,344 | 6,4 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,6 |
| **Carburant aviation, importé, au consommateur** | **0,3** | **5,8** |
| | | |
| **Carburant aviation, brûlé** | **1** | **88** |
| Combustion | 1 | 69 |
| Carburant aviation au consommateur, moyenne | 1 | 19 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 19 | 19 | 5,0 | 26 | 12 | 31 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, RPR-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 8 | 8 | 6,3 | 7,1 | 76 | 101 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 49: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout lourd**

| Mazout lourd | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/MJ]** |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |

| Mazout lourd | | |
|---|---|---|
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Mazout lourd, Est, à la raffinerie** | **1** | **19** |
| Composés de base de l'Est | 1,12 | 17 |
| | | |
| **Mazout lourd, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Ouest | 1,09 | 18 |
| | | |
| **Mazout lourd, au consommateur, total** | **1** | **22** |
| **Mazout lourd, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,58** | **13** |
| Mazout lourd, Est | 0,292 | 5,7 |
| Mazout lourd, Ouest | 0,288 | 6,6 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,5 |
| **Mazout lourd, importé, au consommateur** | **0,42** | **9,4** |
| | | |
| **Mazout lourd, brûlé** | **1** | **97** |
| Combustion | 1 | 75 |
| Mazout lourd, au consommateur | | 22 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 23 | 22 | 5,7 | 25 | 14 | 36 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 98 | 97 | 6,9 | 7,1 | 85 | 110 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 50: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout léger**

| Mazout léger | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |

| Mazout léger | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/MJ]** |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Mazout léger, Est, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Est | 1,14 | 17 |
| | | |
| **Mazout léger, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Ouest | 1,07 | 17 |
| | | |
| **Mazout léger, au consommateur, moyenne** | **1** | **24** |
| **Mazout léger, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,58** | **14** |
| Mazout léger, Est | 0,292 | 6,7 |
| Mazout léger, Ouest | 0,288 | 6,7 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,5 |
| **Mazout léger, importé, au consommateur** | **0,42** | **10** |
| | | |
| **Mazout léger, brûlé** | **1** | **95** |
| Combustion | 1 | 71 |
| Mazout léger, au consommateur | 1 | 24 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **É.-T.** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 24 | 23 | 5,7 | 24 | 15 | 37 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **É.-T.** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 95 | 95 | 7,1 | 7,4 | 84 | 110 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

**Tableau 51: Résultats et incertitude concernant l'intensité en carbone du mazout pour poêles**

| Mazout pour poêles | | |
|---|---|---|
| | **Quantité [MJ]** | **Intensité en carbone [g d'éq. $CO_2$/ MJ]** |
| **Composés de base de l'Est** | **1** | **15** |
| Pétrole extracôtier jusqu'à la raffinerie, Est | 0,0498 | 0,3 |
| Pétrole brut importé jusqu'à la raffinerie, Est | 0,951 | 14 |
| | | |
| **Composés de base de l'Ouest** | **1** | **16** |
| Sables bitumineux à ciel ouvert jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,194 | 4,7 |
| Sables bitumineux in situ jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,386 | 6,2 |
| Pétrole classique jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,118 | 1,3 |
| Pétrole de réservoirs étanches (schiste) jusqu'à la raffinerie, Ouest | 0,0639 | 0,4 |
| Importations de pétrole brut jusqu'à la raffinerie | 0,238 | 3,6 |
| | | |
| **Mazout pour poêles, Est, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Est | 1,14 | 17 |
| | | |
| **Mazout pour poêles, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **23** |
| Composés de base de l'Ouest | 1,07 | 17 |
| | | |
| **Mazout pour poêles, au consommateur, moyenne** | **1** | **24** |
| **Mazout pour poêles, au consommateur, moyenne {Can.}** | **0,58** | **14** |
| Mazout pour poêles, Est | 0,292 | 6,7 |
| Mazout pour poêles, Ouest | 0,288 | 6,7 |
| Transport, camion | 0,00633 | 0,5 |
| **Mazout pour poêles, importé, moyenne** | **0,42** | **10** |
| | | |
| **Mazout pour poêles, brûlé** | **1** | **92** |
| Combustion | 1 | 68 |
| Mazout pour poêles au consommateur, moyenne | 1 | 24 |

| Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, au consommateur | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 24 | 23 | 6,1 | 25 | 15 | 39 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |
| **Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation, à la combustion** | | | | | | | |
| **Catégorie de répercussions** | **Unité** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart-type** | **CV** | **2,50 %** | **97,5 %** |

| Mazout pour poêles | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **GIEC, PRP-100** | g d'éq. $CO_2$/MJ | 92 | 92 | 6,6 | 7,1 | 81 | 106 |
| **Intervalle de confiance** | 95 | | | | | | |

### 4.6.7 Lacunes au chapitre des données sur l'extraction en amont et le raffinage

La présente étude comporte plusieurs limites importantes. Tout d'abord, chaque raffinerie est unique. Le PRELIM n'a pas été conçu pour représenter des raffineries particulières à un moment précis. Tous les efforts ont été déployés pour adapter les modélisations afin de mieux tenir compte de chaque raffinerie exploitée au Canada, mais une lacune dans les données publiques a rendu cette adaptation difficile. Bien que certaines valeurs établies dans la documentation soient publiquement accessibles pour que l'on puisse les comparer aux estimations du PRELIM, les estimations pour chaque raffinerie ne tiennent pas compte de l'ensemble complet des émissions (p. ex. production et achat d'hydrogène, intensité des émissions de gaz naturel brûlé sur place en amont), ce qui complique les comparaisons. Les intensités des émissions agrégées qui sont accessibles au public ne fournissent pas suffisamment de détails pour qu'il soit possible de comprendre les facteurs qui expliquent les différences entre ces estimations et le PRELIM. La présente analyse pourrait être plus complète et plus solide à l'avenir si des données plus détaillées étaient disponibles, notamment celles dont il est question ci-dessous.

Les lacunes au chapitre des données liées à l'extraction et au prétraitement en amont qui doivent être saisies dans le modèle OPGEE sont les suivantes :

- Alberta : Les valeurs relatives à l'évacuation et au torchage par installation sont disponibles dans les présentations portant sur certaines installations de sables bitumineux in situ accessibles sur le site Web de l'AER. Lorsqu'elles étaient disponibles, ces données ont été utilisées dans le modèle. Toutefois, les données de l'AER peuvent sous-estimer les émissions réelles découlant de l'évacuation et du torchage (p. ex. dans les cas où elles sont inférieures à un certain seuil), ce qui pourrait entraîner une erreur systématique dans les résultats. Toutes les autres données sont fournies par entreprise plutôt que par type de méthode de production ou installation. Les données moyennes sur le torchage et l'évacuation par province ont été utilisées pour les installations qui n'ont pas fourni cette information.
- Saskatchewan : Toutes les données sur les volumes de production, l'évacuation et le torchage sont fournies par « bassin » (c.-à-d. Lloydminster, Estevan, Swift Current et Kindersley). Les documents n'indiquent pas de quel type d'installation de production ces données proviennent (p. ex. la proportion de la production de pétrole par DGMV à Lloydminster n'est pas disponible dans les données fournies par le gouvernement). Par conséquent, les données de la Saskatchewan sont agrégées en fonction du bassin, plutôt qu'en fonction de l'installation ou de la méthode de production. Ce n'est que lorsque des renseignements sur les volumes de production et les bassins d'origine étaient accessibles dans d'autres sources (p. ex. DGMV, CHOPS) que les données ont été extraites en vue de la modélisation par type de production.
- Terre-Neuve : En ce qui concerne les données requises pour la modélisation dans l'OPGEE, seuls les volumes de production sont disponibles dans les rapports publics du gouvernement (les autres données fournies dans les rapports gouvernementaux sur les déversements, la production par puits, etc., ne sont pas pertinentes pour la modélisation dans l'OPGEE). Toutes les autres données requises pour la modélisation dans l'OPGEE ont été recueillies dans des articles existants et sur les sites Web des installations.

- Les données sur la production de pétrole de réservoirs étanches par installation n'étaient pas disponibles. Aucun document précis sur les méthodes et les paramètres de production des installations n'était accessible. Seuls le volume de production global et la profondeur du champ étaient disponibles dans des sources publiques. Par conséquent, des hypothèses ont été formulées pour l'évacuation et le torchage, et on a effectué la modélisation en utilisant le bassin Bakken des États-Unis comme valeur de substitution.
- Les données sur l'indice de productivité ne sont disponibles pour aucune installation, ce qui constitue un paramètre secondaire pour la modélisation dans l'OPGEE.

Les lacunes au chapitre des données liées au raffinage qui doivent être saisies dans le PRELIM sont les suivantes :

- Approvisionnement en pétrole brut : AFARA n'a pas été en mesure de fournir l'approvisionnement total en pétrole brut pour toutes les raffineries. Dans la présente analyse, des sources externes et certaines estimations (sites Web des raffineries, rapports annuels des raffineries) ont été utilisées pour déterminer l'approvisionnement total en pétrole brut pour les raffineries, sans les données d'AFARA.
- Type de pétrole brut : Wood Mackenzie a classé le pétrole Oil Sands Synthetic comme un type de pétrole brut pour de nombreuses raffineries. Ce pétrole brut pourrait toutefois présenter un large éventail de caractéristiques et il est utilisé comme terme générique pour tout pétrole brut synthétique moyen provenant de l'Ouest canadien. Le fait d'avoir plus de détails sur le type exact de pétrole brut utilisé par raffinerie aurait pu permettre d'obtenir des approximations plus précises dans le PRELIM.
- Les raffineries ont été modélisées en fonction de l'hypothèse selon laquelle elles ne disposaient pas d'unité de cogénération. La modélisation dans le PRELIM aurait pu être plus précise si les données sur l'utilisation d'une unité de cogénération à chaque raffinerie avaient été connues.
- Données sur les émissions des raffineries : Les données sur les émissions déclarées directement par les raffineries pourraient être utilisées au lieu d'un modèle, car le PRELIM n'est pas conçu pour représenter des raffineries particulières ayant des combinaisons d'unités de traitement uniques. Si des données exactes sur les émissions déclarées (en particulier les émissions d'hydrogène) étaient disponibles, elles pourraient être utilisées pour améliorer l'IC par baril de pétrole brut.
- Consommation et production d'hydrogène pour chaque raffinerie – Avant 2019, les émissions d'hydrogène n'avaient pas à être déclarées à ECCC, mais leur déclaration est maintenant obligatoire. Les données sur la production et l'achat d'hydrogène déclarées par les raffineries pourraient servir à établir une meilleure estimation des émissions de GES attribuables à l'hydrogène.
- Données temporelles : Une série de données échelonnées sur de multiples années permettant de mieux comprendre la façon dont une raffinerie modifie les conditions, les intrants et les extrants au fil du temps en réponse aux signaux du marché, aux interruptions et à d'autres facteurs améliorerait la représentativité des résultats.

## 4.7 Coke de pétrole

### 4.7.1 Aperçu de l'approche de modélisation

La figure 14 montre les voies de production du coke de pétrole canadien provenant du raffinage et de la valorisation, ainsi que les voies de modélisation connexes.

Le devenir du coke de pétrole est déterminé dans la modélisation de l'IC de base de 2016. Bien que les raffineries et les usines de valorisation produisent d'importantes quantités de coke de

pétrole au Canada, il s'agit d'un produit commercialisable pour les raffineries et principalement d'un sous-produit pour les usines de valorisation, car il n'y a pas de marché.

La majeure partie du coke de pétrole produit par les usines de valorisation est stockée – 82 % de la production en 2016 (voir la section 3.4.2.4). Une partie du reste est utilisée par l'usine de valorisation, ce qui contribue à l'IC du processus de valorisation. C'est-à-dire que l'utilisation interne du coke de pétrole par les usines de valorisation est incluse dans les limites du processus en tant qu'utilisation d'un flux interne et, par conséquent, sa contribution à l'IC découlant de la valorisation est déjà intégrée à cette valeur; elle n'est pas incluse dans la quantité de sous-produits de coke de pétrole produits par l'installation. Une petite fraction du coke de pétrole d'usine de valorisation est vendue pour être consommée hors des lieux. Dans ces cas, le coke de pétrole est considéré comme un coproduit et les émissions de GES en amont lui sont affectées, selon une approche d'affectation de l'énergie. Dans un tel cas, l'outil d'ACV peut être mis à jour pour refléter l'évolution des conditions du marché pour le coke de pétrole.

Les sous-produits de coke de pétrole d'usine de valorisation stockés sont considérés comme un déchet et n'ont donc pas de répercussions distinctes. Il se peut que le coke de pétrole stocké soit vendu et brûlé dans l'avenir, ce qui produira des émissions de GES considérables.

Le coke de pétrole de raffinerie est produit à partir du raffinage du pétrole brut lourd, qui est traité dans l'Ouest canadien, et non du pétrole brut léger non corrosif.

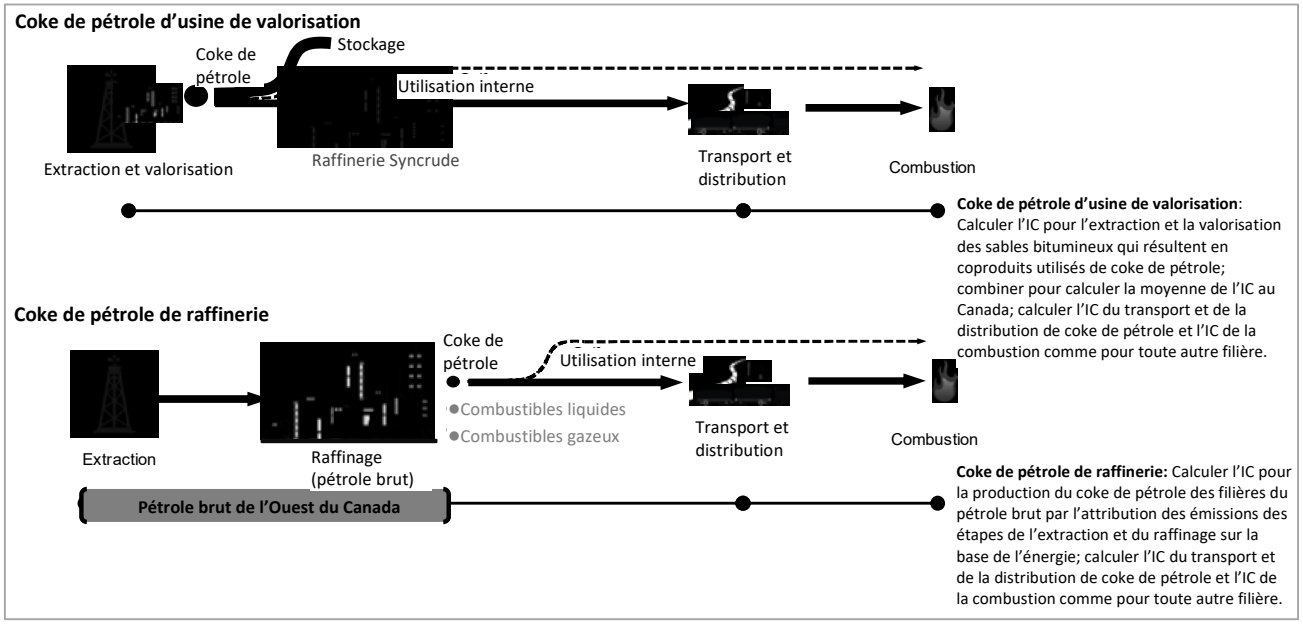



**Figure 14 : Voies de production et de modélisation pour la filière du coke de pétrole. La filière moyenne pour le coke de pétrole correspond à la somme des IC de la production et des IC en aval. Le coke de pétrole d'usine de valorisation qui est stocké est traité comme un déchet.**

Conformément à l'approche relative aux coproduits, on calcule l'IC pour la production de coke de pétrole à l'échelle du système en affectant l'IC moyenne de l'extraction et du raffinage du pétrole brut de l'Ouest canadien en fonction de l'énergie pour les produits de raffinerie (section 4.6) et en affectant l'IC de l'extraction et de la valorisation en fonction de l'énergie pour la part de production utilisée. Cette IC associée à la production est combinée à des modèles de

processus représentant les principales étapes du cycle de vie en aval (p. ex. transport, distribution et combustion) pour établir l'IC de la filière de combustibles par unité de combustible utilisée. Chacun de ces éléments est abordé dans les sections qui suivent.

Les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives ne sont pas incluses explicitement pour le coke de pétrole en tant que combustible solide (en amont, elles sont incluses dans les IC de l'extraction et du raffinage du pétrole brut décrites dans la modélisation de l'intensité des gaz à effet de serre découlant de l'extraction et du raffinage du pétrole brut et le résumé des données qui y est associé). Cette approche permet d'assurer l'uniformité avec d'autres filières du pétrole brut (modèles).

La formule générale pour le calcul de la filière est présentée à la section 4.4.1.

#### *4.7.1.1 Composition du coke de pétrole*

Les fourchettes de composition moyenne du coke de pétrole (aussi appelé coke de pétrole vert, brut ou non calciné) sont présentées dans le tableau 52. La composition du coke de pétrole est fonction du type de pétrole brut, mais les fourchettes de composition sont relativement étroites comparativement au gaz naturel brut et au pétrole brut extrait. Les données établissant un lien entre la composition du coke de pétrole et la source de production ne sont généralement pas disponibles. Les données sur la composition moyenne du coke de pétrole et la composition du coke de pétrole canadien ont été obtenues auprès de producteurs et de fournisseurs de l'industrie et tirées de rapports techniques.

**Tableau 52: Composition et teneur en énergie du coke de pétrole[8]**

| Élément | % de la masse |
|---|---|
| **C** | 89 -- 92 % |
| **H** | 3,7 -- 5 % |
| **O** | 1 -- 3 % |
| **N** | 0,5 -- 3 % |
| **S** | 1 -- 6 % |
| **Généralités** | **% de la masse, sauf indication contraire** |
| **Humidité totale** | 7 -- 13 % |
| **Cendre (à l'état sec)** | 0,2 -- 3 % |
| **Matières volatiles (à l'état sec)** | 8 -- 15 % |
| **Soufre (à l'état sec)** | 5,5 -- 8 % |
| **Teneur en énergie (PCS)** | 32 -- 34 MBTU/t<br>42,4 GJ/m$^3$ |
| **Densité** | 1 350 – 1 450 kg/m$^3$ |

[8] Données sur la composition (Suncor, 2019; Viva Carbon, 2019; Future Carbon Solutions, 2019; Andrews et Lattanzio, 2013; Office national de l'énergie, 2019; EPA, 2016a; API, 2000).

### 4.7.2 Description et limites du système pour le coke de pétrole

#### *4.7.2.1 En amont (du berceau à la porte)*

Les émissions de GES proviennent de toutes les activités en amont. En tant que coproduit du raffinage et sous-produit de l'extraction et de la valorisation, ces émissions sont déjà calculées avec celles des combustibles liquides à base de pétrole brut et intégrées à la valeur moyenne des émissions de GES au Canada.

Ces calculs sont décrits dans les sections 4.5.2 et 4.6.1.

**Production intérieure de coke de pétrole**

Les répercussions de la production ont été calculées dans les modèles OPGEE et PRELIM utilisés pour faire les calculs liés aux combustibles du pétrole liquide. Ces calculs sont détaillés dans la modélisation de l'extraction et du raffinage du pétrole brut dans les sections 4.5.2 et 4.6.1, respectivement. Comme le montre la figure 15, le pétrole brut moyen de l'Ouest canadien, tiré des modèles OPGEE, est utilisé comme intrant dans le PRELIM.

Pour éviter les chevauchements ou les risques d'incohérence, on calcule les émissions découlant de la production de coke de pétrole en affectant la part appropriée des émissions moyennes liées à l'extraction et au raffinage du pétrole brut dans l'Ouest canadien (pour le coke de pétrole de raffinerie) et à la valorisation (pour le coke de pétrole d'usine de valorisation), selon la part de l'énergie des matières premières contenue dans le coproduit. La méthode de calcul est présentée ci-dessous; la part de l'énergie des coproduits est calculée dans le cadre de la modélisation de l'extraction et du raffinage.

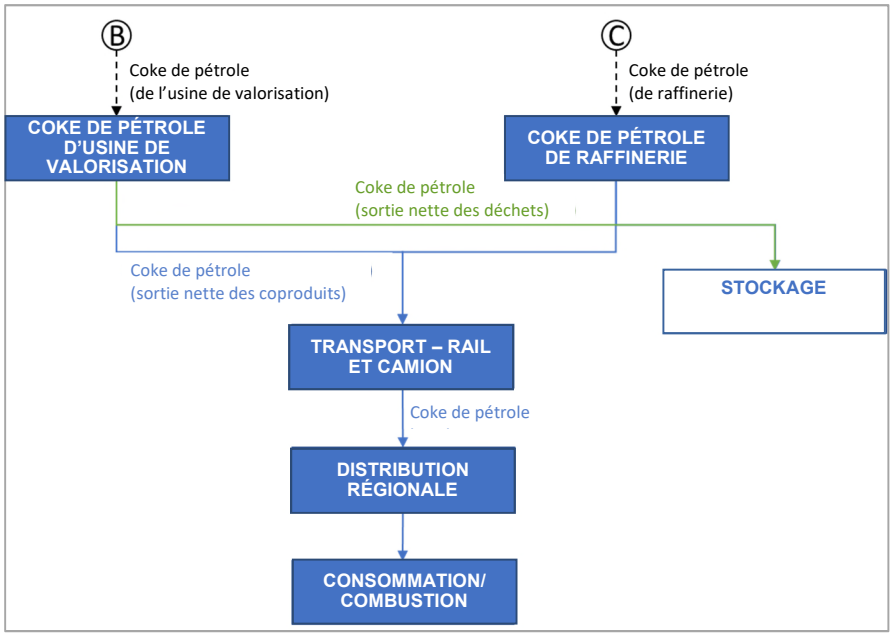



**Figure 15 : Diagramme de processus général pour la filière du coke de pétrole après sa production au Canada. Le coke de pétrole de raffinerie (C) est combiné à la fraction des coproduits du coke de pétrole d'usine de valorisation (B) avant le transport, la distribution et la combustion.**

Les émissions provenant de l'extraction et du raffinage du pétrole brut, ainsi que la part de l'énergie des coproduits, sont modélisées de la façon décrite dans les sections précédentes. On assure l'uniformité des moyennes canadiennes en procédant à une affectation unique fondée

sur la teneur en énergie après avoir calculé l'IC moyenne pour l'extraction et le raffinage. La filière complète comprend ensuite le transport, la distribution et la combustion.

#### *4.7.2.2 Coke de pétrole importé*

Du point de vue de la modélisation, le coke de pétrole importé se voit attribuer la même valeur d'IC que le coke de pétrole canadien.

La centrale de Point Aconi, en Nouvelle-Écosse, l'un des plus gros utilisateurs de coke de pétrole du pays, importe son coke de pétrole de Detroit, où celui-ci est un sous-produit du raffinage du pétrole brut des sables bitumineux de l'Alberta (Austen, 2018). Comme la source du pétrole brut est canadienne et que des données détaillées ne sont pas disponibles en ce qui a trait à la raffinerie de Detroit, les répercussions du coke de pétrole canadien sont plutôt utilisées, conformément au traitement des autres importations.

**Autre coke de pétrole**

Tout coke de pétrole exporté ou utilisé à des fins non combustibles se voit attribuer la même IC que celle associée à la production de coke de pétrole. Le coke de pétrole importé provient principalement des États-Unis et, du moins pour la centrale de Point Aconi, comme il a été mentionné précédemment, il est produit à partir de pétrole brut canadien. Le coke de pétrole canadien est donc utilisé comme valeur de substitution pour le coke de pétrole importé.

### 4.7.3 Distribution du coke de pétrole

L'utilisation annuelle de coke de pétrole varie considérablement, comme le montre le tableau 53, ce qui rend la distribution très incertaine. De plus, Statistique Canada n'a pas fourni les données de certaines années concernant certains secteurs pour des raisons de confidentialité, et la moyenne des taux de consommation n'a donc pas pu être établie pour les années 2013 à 2017 afin de compenser cette variabilité. Par conséquent, nous avons utilisé les données de 2016 pour calculer la distance de transport, puisqu'il s'agit de l'année la plus récente pour laquelle nous disposons de données complètes.

**Tableau 53: Consommation de coke de pétrole au Canada par industrie**

| Tonnes consommées annuellement | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| **Valorisé (fabrication de produits du pétrole et du charbon [324])** | 1 220 009 | - | - | 1 136 257 | - |
| **Fabrication d'acier et d'aluminium (première transformation des métaux [331])** | - | - | - | 15 118 | 5 493 |
| **Production de béton (fabrication de produits minéraux non métalliques [327])** | 558 552 | - | - | 629 597 | |
| **Production d'électricité, Nouveau-Brunswick** | 296 492 | 348 980 | 261 494 | 330 122 | 334 757 |
| **Production d'électricité, Nouvelle-Écosse** | 520 245 | 391 348 | 432 826 | 390 036 | 276 890 |

Sources : (Statistique Canada, 2018b), (Statistique Canada, 2018c)

L'utilisation de coke de pétrole pour laquelle la certitude est la plus grande concerne la production d'électricité par la centrale de Point Aconi mentionnée ci-dessus. Cela a été

modélisé ainsi : transport par train de Detroit à Port Hawkesbury et transport par camion de Port Hawkesbury à Point Aconi.

Comme jusqu'à 50 % de la production annuelle de coke de pétrole peut venir de l'Ontario, on suppose que la distribution aux centrales du Nouveau-Brunswick se fait de Sarnia (Ontario) vers la seule centrale au charbon du Nouveau-Brunswick, située à Belledune (Wikipédia, 2017). Comme la centrale se trouve sur la ligne de train, aucun transport par camion n'est inclus. Les détails sur les aciéries et les alumineries qui utilisent du coke de pétrole ne sont pas disponibles, mais presque tous ces producteurs se trouvent le long des Grands Lacs et de la Voie maritime du Saint-Laurent (McKay, 2006; mise à jour, 2015) (Wikipédia, 2019). Le transport est modélisé de Sarnia à Kingston (Ontario). On suppose que le transport est ferroviaire. L'utilisation de coke de pétrole dans les fours à ciment est la plus incertaine, car on ne sait pas clairement où se trouvent les fours à ciment et d'où provient le coke de pétrole. Puisque l'on sait que cela est économiquement viable, la distance moyenne de transport ferroviaire servant à d'autres utilisations et la distance de transport par camion vers la centrale de Point Aconi ont été utilisées et une grande incertitude a été appliquée dans la matrice pedigree. La valorisation se fait habituellement dans l'installation de traitement du pétrole brut; elle n'est donc pas incluse dans les calculs de distribution, car le coke de pétrole est transporté à l'interne, de l'unité de traitement initial à l'usine de valorisation, plutôt que d'une installation à l'autre.

**Tableau 54: Distances de transport estimées pour le coke de pétrole au Canada**

| | Point de départ | Point d'arrivée | Distance (km) | Point de départ | Point d'arrivée | Distance (km) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Fabrication d'acier et d'aluminium (première transformation des métaux [331])** | Sarnia | Kingston (Ontario) | 539* | - | - | - |
| **Production de béton (fabrication de produits minéraux non métalliques [327])** | - | - | 1 466* | - | - | 150* |
| **Production d'électricité, Nouveau-Brunswick** | Sarnia | Belledune | 1 642* | - | - | - |
| **Production d'électricité, Nouvelle-Écosse** | Detroit | Port Hawkesbury | 2 219* | Port Hawkesbury | Pointe Aconi | 150* |
| | | | | | | |
| **Distance pondérée** | | | **935** | | | **100** |

*Source pour les distances : Google Maps

### 4.7.4 Combustion du coke de pétrole

La composition moyenne du coke de pétrole (tableau 52) a été utilisée pour estimer l'incertitude relative aux émissions de GES provenant de la combustion. Comme le coke de pétrole est un coproduit du raffinage du pétrole brut, la variation dans la composition est atténuée par la moyenne établie pour les processus de production et de raffinage du pétrole brut, et le seul autre paramètre lié à la composition concerne l'étape de la combustion.

### 4.7.5 Résultats liés à l'intensité en carbone de base de 2016 pour le coke de pétrole

Les intensités en carbone de base pour le coke de pétrole canadien (raffinerie) sont résumées dans les tableaux 55 et 56. Le tableau 55 montre les intensités en carbone pour la production de coke de pétrole. L'intensité en carbone, du berceau à la porte de la raffinerie, affectée (en

fonction de l'énergie) au coke de pétrole de raffinerie est de 22 g d'éq. $CO_2$/MJ, dont une proportion de 87 % est attribuable à l'extraction du pétrole brut. L'intensité en carbone, du berceau à la porte de l'usine de valorisation, affectée (en fonction de l'énergie pour la part de la production de coke de pétrole utilisée à l'externe) au coke de pétrole d'usine de valorisation est de 21 g d'éq. $CO_2$/MJ, découlant du processus combiné d'extraction et de valorisation. Le calcul de ces intensités en carbone est décrit dans les sections 4.5 (extraction) et 4.6 (raffinage).

**Tableau 55: Intensité en carbone du coke de pétrole moyen au Canada, arrondie à deux chiffres significatifs. Le calcul de ces valeurs est présenté dans les sections 4.5.2 et 4.6.1.**

| Type de ressource | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Coke de pétrole (extraction du pétrole)** | **1** | **MJ** | **22** | **g d'éq. $CO_2$** |
| | | | | |
| **Coke de pétrole, Ouest, à la raffinerie** | **1** | **MJ** | **21** | **g d'éq. $CO_2$** |
| **Composés de base de l'Ouest** | 1,2 | MJ | 18 | g d'éq. $CO_2$ |

L'intensité en carbone de base de 2016 pour le coke de pétrole moyen au Canada (raffinerie) est de 104 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 56). Près de 80 % de ces émissions du cycle de vie proviennent de la combustion (82 g d'éq. $CO_2$/MJ), tandis que la production et la distribution en amont représentent 21 % des émissions de GES du cycle de vie (22 g d'éq. $CO_2$/MJ).

**Tableau 56: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le coke de pétrole moyen au Canada en 2016, arrondis à deux chiffres significatifs.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Coke de pétrole, au consommateur** | **1** | **MJ** | **22** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Coke de pétrole, Ouest | 0,728 | MJ | 15 | g d'éq. $CO_2$ |
| Coke de pétrole (extraction du pétrole) | 0,272 | MJ | 6,1 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, train, diesel | 0,00294 | tkm | 0,5 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, camion | 0,0023 | tkm | 0,4 | g d'éq. $CO_2$ |
| | | | | |
| **Coke de pétrole, brûlé** | **1** | **MJ** | **104** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Combustion | 1 | MJ | 82 | g d'éq. $CO_2$ |
| Coke de pétrole, au consommateur, moyenne | 1 | MJ | 22 | g d'éq. $CO_2$ |

Le tableau 57 compare les valeurs de l'IC du coke de pétrole et les calculateurs d'émissions de GES pour les combustibles fossiles. Malgré les limites de la comparabilité entre les autres valeurs et celles calculées dans le présent document, en raison du coke de pétrole stocké, de l'affectation et de la moyenne nationale, la concordance est bonne. Le modèle GREET du DBPC en ce qui a trait à la production de coke de pétrole concerne le coke de pétrole découlant de l'extraction de pétrole au Canada, d'où la concordance élevée entre la valeur GREET du DBPC et l'IC pour la production à partir de l'extraction de pétrole.

**Tableau 57: Comparaison des valeurs de l'intensité en carbone pour le coke de pétrole, de l'extraction au consommateur (précombustion), calculées dans la présente étude avec celles d'autres calculateurs (g d'éq. $CO_2$/MJ)**

| | DBPC | | | DBC | GHGenius (5.0c) | GREET 2018 (É.-U.) | GREET 2018 (É.-U.) | GREET 2018 (É.-U.) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Raffinerie | Extraction de pétrole | Coke de pétrole moyen au Canada | DBC | DBPC | DBPC | DBC* | DBC** |
| **Coke de pétrole** | 15 | 6,1 | 22 | 105 | 13 | 5,8 | 92 | 107 |

**Les valeurs de cette colonne reposent sur la combustion stœchiométrique calculée à partir des valeurs par défaut du modèle GREET; **Combustion pour utilisation fixe du coke de pétrole.*

L'incertitude a été intégrée à la filière du coke de pétrole, comme il est décrit dans la section sur les méthodes. On a pris en compte l'incertitude à l'égard des résultats de l'étude en attribuant des distributions aux données d'entrée en fonction de fourchettes connues ou calculées ou en utilisant une matrice pedigree pour générer des écarts-types. De plus, une évaluation « adaptée à l'objectif » a été menée en ce qui concerne les données de base à l'appui des valeurs d'entrée au moyen d'une matrice pedigree, et l'incertitude a été appliquée aux facteurs de caractérisation du GIEC. Le tableau 58 résume les résultats de l'analyse de l'incertitude relative au coke de pétrole. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance.

Compte tenu de l'incertitude des données de l'inventaire incluses, l'IC du coke de pétrole du DBPC (au consommateur) varie de 19 g d'éq. $CO_2$/MJ à 26 g d'éq. $CO_2$/MJ, mais elle se situe principalement autour de la valeur médiane (la section 5.2.1 montre des résultats supplémentaires liés à l'incertitude).5.2.1 De même, l'IC du coke de pétrole du berceau à la combustion varie de 95 g d'éq. $CO_2$/MJ et à 110 g d'éq. $CO_2$/MJ et se situe aussi principalement autour de la valeur médiane.

**Tableau 58: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du coke de pétrole moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | Écart-type | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Coke de pétrole, au consommateur** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 22 | 22 | 1,7 | 7,7 | 19 | 26 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| | | | | | | | |
| **Coke de pétrole, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 101 | 101 | 3,1 | 3,1 | 95 | 110 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le coke de pétrole, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion (tableau 58), l'intégration de l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a eu un effet négligeable sur l'incertitude globale de l'IC du coke de pétrole.

### 4.7.6 Lacunes au chapitre des données sur la distribution et l'utilisation du coke de pétrole

En plus des lacunes dans les données sur l'extraction en amont et le raffinage présentées à la section 4.6.7, il existe d'autres lacunes au chapitre des données sur la distribution et l'utilisation du coke de pétrole :

- **Volumes de production** : Les données sur les volumes de production sont incohérentes ou ont été supprimées, ce qui limite la capacité d'apparier avec précision les taux de transport et de distribution à un degré suffisamment détaillé pour établir les moyennes provinciales et nationales. Dans la présente analyse, l'ampleur du coke de pétrole stocké a diminué l'importance de cette lacune, et les sources secondaires et tertiaires utilisées pour combler la lacune suivante ont fourni des données qui permettent de tirer des conclusions.
  Les données nécessaires existent peut-être, et il serait utile de combler cette lacune par la diffusion des données provinciales supprimées ou la réalisation de recherches subventionnées.
- **Devenir du coke de pétrole** : Il manque des données nationales et provinciales solides et complètes sur l'approvisionnement, les exportations, les importations et l'utilisation, et ces données ne sont pas déclarées ni rendues disponibles de façon uniforme. De même, l'utilisation et le devenir à long terme du coke de pétrole stocké demeurent très discutables, car les données sont rares et que l'industrie étudie activement les options d'utilisation de ce produit.
  Cela crée une incertitude importante concernant le transport. Il est nécessaire de recueillir des données plus détaillées sur le devenir du coke de pétrole sur le marché ainsi que des données détaillées sur les importations et les exportations pour résoudre ce problème. Dans la présente analyse, les données disponibles ont servi à interpoler le mouvement de la matière. Les données nécessaires existent peut-être, bien qu'elles soient probablement très incohérentes en raison de la diversité des secteurs et des agents concernés. Il est possible de résoudre ce problème si l'on y consacre beaucoup plus de temps et/ou de recherches, et il serait préférable d'améliorer la comptabilité et la déclaration des données.
- **Composition** : Aucunes données détaillées sur la composition provenant des producteurs des installations ne sont disponibles, et les distributeurs et les autres membres de la chaîne d'approvisionnement ne font pas beaucoup de suivi à cet égard ou ne fournissent pas ce genre de données. La composition du coke de pétrole varie selon la source, ce qui a une incidence sur les émissions. Les modèles utilisés dans le présent document en ce qui a trait à l'extraction et au raffinage du pétrole brut tiennent déjà compte de l'intensité de l'extraction et de la composition des produits, en fonction des analyses de pétrole brut. La documentation et les rapports de sources clés ont fourni des fourchettes pour les principaux paramètres de composition, et ces moyennes ont été utilisées pour calculer l'IC en aval. À long terme, on pourrait combler cette lacune en établissant des liens détaillés entre la composition finale du coke de pétrole et la source de production, soit au moyen de rapports ou d'un échantillonnage direct.

### 4.7.7 Charbon

#### *4.7.7.1 Aperçu de l'approche de modélisation*

Les limites générales du système et le flux de processus pour la production et l'utilisation du charbon au Canada sont présentés à la figure 16. On suppose que l'extraction du charbon se fait entièrement dans l'Ouest canadien, la quantité négligeable de charbon produite en Nouvelle-Écosse (<1 %) étant exclue de l'analyse. La portée de l'analyse se limite à l'extraction

et à l'utilisation du charbon thermique, y compris le charbon bitumineux et subbitumineux et le lignite, le charbon métallurgique étant exclu puisqu'il n'est généralement pas utilisé comme combustible. Le charbon bitumineux importé des États-Unis est également utilisé pour répondre à une partie de la demande canadienne de charbon thermique et est inclus dans la portée de l'analyse. Les différents types de charbon sont extraits à ciel ouvert, puis transportés par train et par camion directement vers des centrales thermiques en vue de leur combustion dans chacune des cinq provinces canadiennes concernées.

Les émissions de GES associées au cycle de vie de la production et de l'utilisation du charbon au Canada sont principalement attribuables à ce qui suit :

- combustion de combustibles dans de l'équipement fixe dans les mines de charbon;
- combustion de combustibles dans de l'équipement mobile dans les mines de charbon;
- évacuation du méthane pendant l'extraction du charbon;
- émissions fugitives provenant des activités d'extraction du charbon;
- combustion de combustibles dans les trains et les camions utilisés pour le transport du charbon vers les centrales électriques;
- émissions provenant de la production d'électricité dans les centrales électriques au charbon.

L'un des principaux facteurs de différenciation liés aux émissions de GES du cycle de vie pour l'extraction et l'utilisation du charbon est la densité énergétique de chaque type de charbon, c'est-à-dire que les charbons moins denses en énergie ont une intensité en carbone plus élevée, puisqu'il faut extraire et brûler plus de matières pour produire une quantité équivalente d'énergie utile. Les différences au chapitre de la densité énergétique sont prises en compte dans les calculs de l'intensité en carbone du cycle de vie et sont résumées ci-dessous (Statistique Canada, 2019) :

- Charbon bitumineux – Alb. : 25,42 MJ/kg
- Charbon subbitumineux – Alb. : 19,15 MJ/kg
- Lignite – Sask. : 15,00 MJ/kg
- Charbon bitumineux – C.-B. : 26,02 MJ/kg
- Charbon bitumineux – États-Unis : 29,82 MJ/kg

Ces différences dans la teneur en énergie et les profils connexes d'émissions liées à la combustion signifient que l'intensité en carbone de la production d'électricité au moyen du charbon dans une province donnée dépend fortement de la source de charbon brûlé. Malheureusement, les données sur la source précise de tout le charbon brûlé dans les centrales thermiques ne sont pas facilement accessibles. Il y a aussi un manque de données sur la source de toutes les importations canadiennes de charbon. Par conséquent, certaines hypothèses ont été formulées au sujet des sources de charbon utilisées pour répondre à la demande d'énergie thermique dans chacune des cinq provinces dotées de centrales électriques au charbon (tableau 59). En ce qui concerne le charbon importé, Ressources naturelles Canada signale que jusqu'à 75 % du charbon importé au Canada provient des États-Unis (RNC, 2019b). Aux fins de la présente étude, on a supposé que tout le charbon importé provenait des États-Unis.

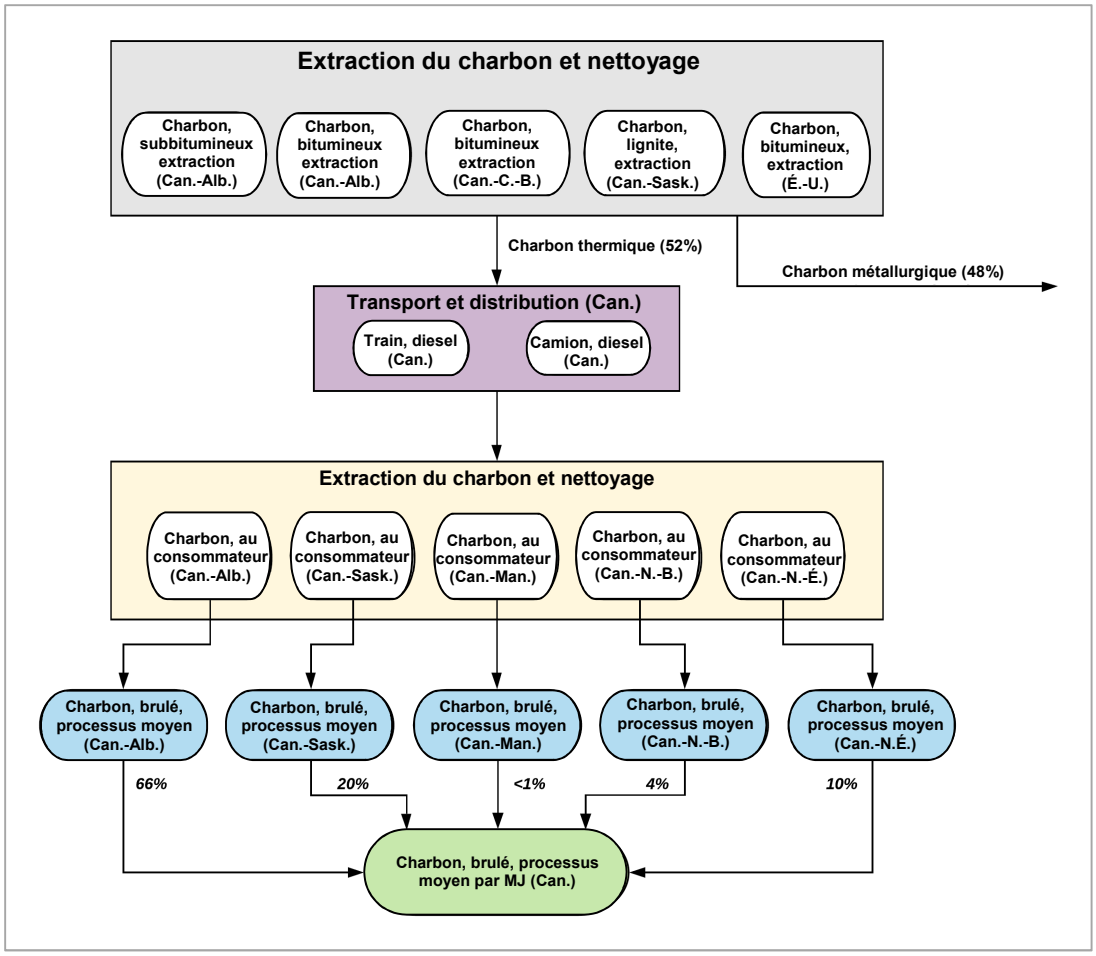



**Figure 16 : Limites du système et flux de processus permettant de calculer l'intensité en carbone de base de 2016 pour le charbon thermique canadien.**

Au bout du compte, les hypothèses au sujet de la source de charbon servant à la production d'électricité thermique dans chaque province influent très peu sur l'intensité en carbone de base moyenne au Canada, puisque la même quantité de chaque type de charbon est extraite et brûlée, peu importe ces hypothèses. Bien que ces hypothèses influent sur les différences au chapitre du transport, la contribution du transport ferroviaire et du transport par camion à l'intensité en carbone globale du charbon est négligeable. Toutefois, ces hypothèses influent sur les émissions de GES associées à la production d'électricité dans chaque province et, par conséquent, ces résultats ne devraient pas être utilisés pour déterminer l'intensité en carbone de la production d'électricité provinciale.

**Tableau 59: Hypothèses relatives à la demande d'énergie thermique et à l'offre de charbon pour les provinces canadiennes ayant des centrales électriques au charbon (demande d'énergie thermique adaptée de Statistique Canada (2019), autres valeurs calculées).**

| Province | Charbon total utilisé pour l'énergie thermique en 2016 (tonnes) | Source : Alberta (tonnes) | Source : Saskatchewan (tonnes) | Source : Colombie-Britannique (tonnes) | Source : É.-U. (tonnes) |
|---|---|---|---|---|---|
| Alberta | 21 270 000 | 21 270 000 | | | |
| Saskatchewan | 6 360 000 | 1 540 000 | 2 220 000 | 2 603 000 | |
| Manitoba | 15 200 | 15 200 | | | |
| Nouveau-Brunswick | 1 330 000 | 477 000 | | | 857 000 |
| Nouvelle-Écosse | 3 102 000 | 1 102 000 | | | 2 000 000 |

### *4.7.7.2 Inventaire du cycle de vie*

**Extraction du charbon**

L'inventaire du cycle de vie de l'extraction du charbon au Canada était principalement fondé sur les données d'un inventaire des émissions de GES de 2014 pour les mines de charbon canadiennes entre 1990 et 2012 (Cheminfo Services Inc. et Clearstone Engineering Ltd., 2014). Dans cette étude, une combinaison d'enquêtes menées auprès des sociétés minières et de recherches sur le terrain a servi à compiler les intrants énergétiques et les émissions concernant les activités d'extraction et de traitement du charbon au Canada. Les données de l'année de production 2012 ont été utilisées puisqu'il s'agissait des données les plus récentes disponibles pour caractériser les opérations canadiennes d'extraction du charbon. Les données de cette étude étaient exprimées en tant que moyenne par tonne de charbon extrait en 2012 et comprenaient des données sur les intrants énergétiques et les émissions concernant l'extraction, le lavage, le broyage et l'empilement du charbon. Ces données exprimées « par tonne » ont été adaptées pour établir un ICV pour l'extraction et le traitement de chaque type de charbon thermique, en fonction de leur densité énergétique. Ces données sont résumées dans le tableau 60.

Les données moyennes canadiennes présentées dans l'étude de Cheminfo et de Clearstone comprenaient les émissions fugitives provenant des opérations minières, mais n'incluaient pas les émissions d'évacuation. Des données de substitution sur l'évacuation du méthane dans les mines de charbon ont été obtenues à partir du modèle GREET de 2018 en ce qui a trait aux opérations américaines, d'après une étude de Burnham et de ses collaborateurs (2011). De plus, il y a eu deux cas dans les données de Cheminfo et de Clearstone où un intrant énergétique a été identifié comme « autre ». Dans ces cas, on a supposé qu'il s'agissait de mazout lourd.

Les émissions de GES associées à la production de combustibles en amont et à la combustion de combustibles (p. ex. pour le gaz naturel) ont été modélisées à l'aide de l'IC de base moyenne canadienne pour les combustibles de 2016 établie dans la présente étude.

Les émissions de GES pour le charbon importé des États-Unis ont été obtenues à partir de l'outil GREET utilisé par Argonne National Laboratories (ANL, 2018). Les émissions en amont du charbon américain moyen dans l'outil GREET sont estimées à 5,8 g d'éq. $CO_2$ par MJ de charbon, ce qui comprend l'extraction et l'épuration du charbon, les émissions non attribuables

à la combustion provenant de l'extraction et de l'épuration du charbon (c.-à-d. les émissions fugitives et d'évacuation) et le transport du charbon aux États-Unis.

**Tableau 60: Données de l'inventaire du cycle de vie des opérations minières moyennes au Canada, exprimées par MJ de charbon extrait et traité, ventilées par province et type de charbon. (Adapté de l'étude de Cheminfo Services Inc. et de Clearstone Engineering Ltd., 2014).**

| | | Charbon, bitumineux, extrait {Can.-Alb.} | Charbon, subbitumineux, extrait {Can.-Alb.} | Charbon, bitumineux, extrait {Can.-C.-B.} | Charbon, lignite, extrait {Can.-Sask.} |
|---|---|---|---|---|---|
| **Intrants** | **Unité** | | | | |
| **Combustion stationnaire** | | | | | |
| Charbon | MJ | 1,20E-03 | 1,60E-03 | 1,20E-03 | 2,00E-03 |
| Gaz naturel | MJ | 3,20E-03 | 4,20E-03 | 3,10E-03 | 5,40E-03 |
| Diesel | MJ | 4,30E-04 | 5,70E-04 | 4,20E-04 | 7,30E-04 |
| Propane | MJ | 9,84E-05 | 1,30E-04 | 9,61E-05 | 1,70E-04 |
| Mazout lourd | MJ | 7,87E-07 | 1,04E-06 | 7,69E-07 | 1,33E-06 |
| **Dynamitage** | | | | | |
| Diesel | MJ | 2,29E-04 | 3,00E-04 | 2,23E-04 | 3,88E-04 |
| Mazout lourd | MJ | 1,42E-05 | 1,88E-05 | 1,38E-05 | 2,40E-04 |
| **Équipement mobile** | | | | | |
| Diesel | MJ | 1,20E-02 | 1,60E-02 | 1,17E-02 | 2,04E-02 |
| Essence | MJ | 2,10E-04 | 2,80E-04 | 2,03E-04 | 3,50E-04 |
| **Extrants** | **Unité** | | | | |
| **Charbon, extrait** | MJ | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Évacuation** | | | | | |
| Méthane | kg | 4,38E-05 | 4,38E-05 | 4,38E-05 | 4,38E-05 |
| **Émissions fugitives** | | | | | |
| Dioxyde de carbone | kg | 4,21E-06 | 5,59E-06 | 4,11E-06 | 7,13E-06 |
| Méthane | kg | 2,03E-05 | 2,69E-05 | 1,98E-05 | 3,44E-05 |

### Transport

En 2016, seulement 2,6 millions de tonnes sur un total de 61 millions de tonnes ont été utilisées pour l'énergie industrielle (le reste a été exporté ou utilisé dans la production de fer et d'acier). De 30 à 40 millions de tonnes sont transportées par train. En 2016, 37 millions de tonnes de charbon ont été exportées par voie maritime (ACPP, 2019). Cela signifie que pratiquement tout le charbon est expédié par train. On a supposé que le transport du charbon extrait du site minier vers les centrales thermiques des provinces canadiennes se faisait principalement par train. On a estimé les distances de transport ferroviaire en supposant qu'il y avait des emplacements centraux dans la province source et en calculant la distance moyenne jusqu'aux emplacements connus des centrales thermiques. Pour toutes les provinces à l'exception de la Nouvelle-Écosse, on a supposé que le transport ferroviaire pouvait atteindre directement les centrales. Dans le cas de la Nouvelle-Écosse, on a supposé qu'une distance moyenne de 150 kilomètres permettait d'acheminer le charbon par camion vers les centrales qui ne se trouvaient pas le long des lignes ferroviaires centrales. Les distances de transport estimées pour le transport du charbon sont résumées dans le tableau 61.

**Tableau 61: Distances de transport par train et par camion pour la livraison du charbon au Canada, de l'extraction à la centrale thermique.**

| Source de charbon | Destination | Distance de transport par train (km) | Distance de transport par camion (km) |
|---|---|---|---|
| Alberta | Nouvelle-Écosse | 4 782 | 150 |
| Alberta | Nouveau-Brunswick | 4 382 | |
| Alberta | Manitoba | 1 148 | |
| Alberta | Saskatchewan | 950 | |
| Alberta | Alberta | 16,8 | |
| Saskatchewan | Saskatchewan | 15,3 | |
| Colombie-Britannique | Saskatchewan | 1 568 | |
| États-Unis | Nouveau-Brunswick | 3 000 | |
| États-Unis | Nouvelle-Écosse | 3 000 | |

**Combustion dans une centrale électrique**

Les émissions de GES découlant de la combustion du charbon ont été estimées à l'aide des facteurs d'émission énoncés dans le Rapport d'inventaire national du Canada (ECCC, 2018b). Les facteurs d'émission du dioxyde de carbone sont propres au type et à la source de charbon brûlé. Les facteurs d'émission du méthane et de l'oxyde de diazote sont associés à des estimations moyennes pour la production d'électricité à partir du charbon. Les facteurs d'émission par type et source de charbon sont résumés dans le tableau 62.

**Tableau 62: Résumé des émissions de combustion découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales thermiques canadiennes, exprimées par MJ de charbon brûlé (adapté du document d'ECCC, 2018b).**

| Émission | Unité | Charbon bitumineux {Can.-Alb.} | Charbon subbitumineux {Can.-Alb.} | Lignite {Can.-Sask.} | Charbon bitumineux {É.-U.} |
|---|---|---|---|---|---|
| Dioxyde de carbone | kg | 0,0856 | 0,0918 | 0,0968 | 0,0889 |
| Méthane | kg | 8,58E-07 | 8,36E-07 | 8,58E-07 | 7,48E-07 |
| Oxyde de diazote | kg | 1,25E-06 | 1,22E-06 | 1,25E-06 | 1,09E-06 |

### 4.7.8 Résultats liés à l'intensité en carbone de base de 2016 pour le charbon

Les intensités en carbone de base pour le charbon moyen au Canada en 2016 sont résumées dans le tableau 63. L'intensité en carbone moyenne au Canada, de l'extraction à la centrale électrique, est d'environ 4,9 g d'éq. $CO_2$ par MJ de charbon extrait et livré. Ces émissions en amont représentent environ 5 % de la totalité des émissions de GES du cycle de vie. Les processus désignés sous la forme « charbon, au consommateur » comprennent l'extraction et le traitement du charbon, puis le transport du charbon aux centrales électriques de chaque province.

L'intensité en carbone de base de 2016 pour le charbon moyen au Canada est de 96 g d'éq. $CO_2$/MJ. Plus de 90 % de ces émissions du cycle de vie sont attribuables à la combustion du charbon, la moyenne canadienne étant d'environ 91 g d'éq. $CO_2$ par MJ de charbon brûlé.

**Tableau 63: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le charbon moyen au Canada en 2016, exprimés en kg d'éq. $CO_2$ par MJ de charbon, du berceau à la porte du consommateur, et par MJ de charbon brûlé.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Charbon, au consommateur {Can.}** | **1** | **MJ** | **5,0** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Charbon, au consommateur {Can.-Alb.} | 0,663 | MJ | 2,7 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, au consommateur {Can.-Sask.} | 0,198 | MJ | 1,0 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, au consommateur {Can.-Man.} | 0,00047 | MJ | 2,4E-03 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, au consommateur {Can.-N.-B.} | 0,0416 | MJ | 0,3 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, au consommateur {Can.-N.-É.} | 0,0967 | MJ | 0,8 | g d'éq. $CO_2$ |
| | | | | |
| **Charbon, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | **1** | **MJ** | **96** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Charbon, brûlé, processus moyen {Can.-Alb.} | 0,663 | MJ | 64 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, brûlé, processus moyen {Can.-Sask.} | 0,198 | MJ | 19 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, brûlé, processus moyen {Can.-Man.} | 0,00047 | MJ | 0,1 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, brûlé, processus moyen {Can.-N.-B.} | 0,0416 | MJ | 4,1 | g d'éq. $CO_2$ |
| Charbon, brûlé, processus moyen {Can.-N.-É.} | 0,0967 | MJ | 9,6 | g d'éq. $CO_2$ |

Comme il est décrit dans la section sur les méthodes, on a pris en compte l'incertitude à l'égard des résultats de l'étude en attribuant des distributions aux données d'entrée en fonction de fourchettes connues ou calculées ou en utilisant une matrice pedigree pour générer des écarts-types. De plus, une évaluation « adaptée à l'objectif » a été menée en ce qui concerne les données de base à l'appui des valeurs d'entrée au moyen d'une matrice pedigree, et l'incertitude a été appliquée aux facteurs de caractérisation du GIEC. Le tableau 64 résume les résultats de l'analyse de l'incertitude relative au charbon. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance.

**Tableau 64: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du charbon moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | Écart-type | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Charbon, au consommateur {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 6,5 | 6,4 | 1,4 | 21 | 4,2 | 9,4 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| **Charbon, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 100 | 100 | 9,4 | 9,4 | 83 | 120 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le charbon, du berceau à la porte du consommateur, ont montré un écart relativement important dans le résultat potentiel, allant d'un minimum de 4,2 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 9,4 g d'éq. $CO_2$/MJ, ce qui est environ 80 % plus élevé que le résultat principal. En ce qui concerne l'intensité en carbone du cycle de vie complet du charbon, de l'extraction à la combustion, les résultats de l'analyse de l'incertitude ont montré un écart légèrement plus faible dans les résultats possibles, allant d'un minimum de 83 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 120 g d'éq. $CO_2$/MJ. La limite inférieure de cette fourchette n'est pas très probable étant donné que les émissions de combustion attribuables

uniquement au charbon sont généralement plus élevées que cette quantité. La limite supérieure de cette fourchette pourrait être atteinte selon le type de charbon brûlé et l'efficacité de la technologie de combustion. Comme le montre l'inventaire du cycle de vie, il peut y avoir des différences importantes au chapitre des émissions de combustion du charbon selon la source.

Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le charbon, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion, l'intégration de données sur l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a eu un effet négligeable sur l'incertitude globale des résultats.

### 4.7.9 Lacunes et limites touchant les données sur l'intensité en carbone du charbon au Canada

En compilant l'ICV et en calculant l'intensité en carbone moyenne du charbon au Canada, on a relevé un certain nombre de lacunes et de limites touchant les données afin d'éclairer les recherches à venir et les mises à jour des modèles.

- **Données de l'ICV sur l'extraction du charbon** – Il existe peu de données disponibles pour caractériser l'extraction et le traitement du charbon au Canada. Bien que les données de l'ICV utilisées dans la présente étude soient fondées sur les opérations canadiennes, elles portent sur l'année de production 2012 et peuvent ne pas refléter les pratiques et les technologies actuelles. Par exemple, compte tenu des efforts continus visant à améliorer l'efficacité énergétique dans l'industrie, les données sur la consommation d'énergie de 2012 peuvent ne pas refléter les pratiques de l'industrie pour 2016.
- **Émissions fugitives** – À l'instar des données de l'ICV sur l'extraction du charbon, les données sur les émissions fugitives de méthane provenant des mines de charbon sont quelque peu désuètes et sont fondées en grande partie sur des estimations calculées. Des recherches sur le terrain plus récentes portant sur les systèmes d'extraction et de traitement des combustibles fossiles ont révélé que les émissions fugitives avaient toujours été sous-estimées. Des estimations empiriques plus récentes des émissions fugitives provenant des mines de charbon canadiennes pourraient améliorer la représentativité de la modélisation de l'intensité en carbone.
- **Données du marché sur l'utilisation du charbon** – Une quantité importante de données recueillies par le gouvernement du Canada sur la production de charbon à l'échelle provinciale a été supprimée pour protéger la confidentialité. Comme il a été mentionné dans les sections précédentes, il faut donc formuler des hypothèses au sujet des sources de charbon qui sont utilisées dans chaque province pour alimenter les centrales thermiques. Compte tenu de l'influence de la source de charbon sur les émissions découlant de la combustion du charbon, une meilleure définition des flux réels de charbon entre les provinces et avec les fournisseurs internationaux de charbon pourrait améliorer l'exactitude des calculs de l'intensité en carbone.

## 4.8 Combustibles gazeux

### 4.8.1 Gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs

#### *4.8.1.1 Aperçu de l'approche de modélisation*

La figure 17 illustre les limites générales du système et le diagramme de processus pour le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada. Le gaz naturel brut est extrait de différents types de ressources en gaz naturel (classique, schiste, etc.) ou de poches de gaz

dans les veines de charbon (méthane de houille), ou il s'agit de gaz récupéré pendant l'extraction du pétrole brut (gaz associé). Le gaz brut est livré aux usines de traitement préliminaire au moyen de batteries de réservoirs et de réseaux de collecte, puis traité pour éliminer le $H_2S$ et d'autres impuretés afin de produire du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs. Le gaz naturel est ensuite livré aux utilisateurs finaux par l'entremise d'un vaste réseau de gazoducs de transport et de distribution partout au Canada, ce qui se termine par la combustion dans les processus de production d'énergie.

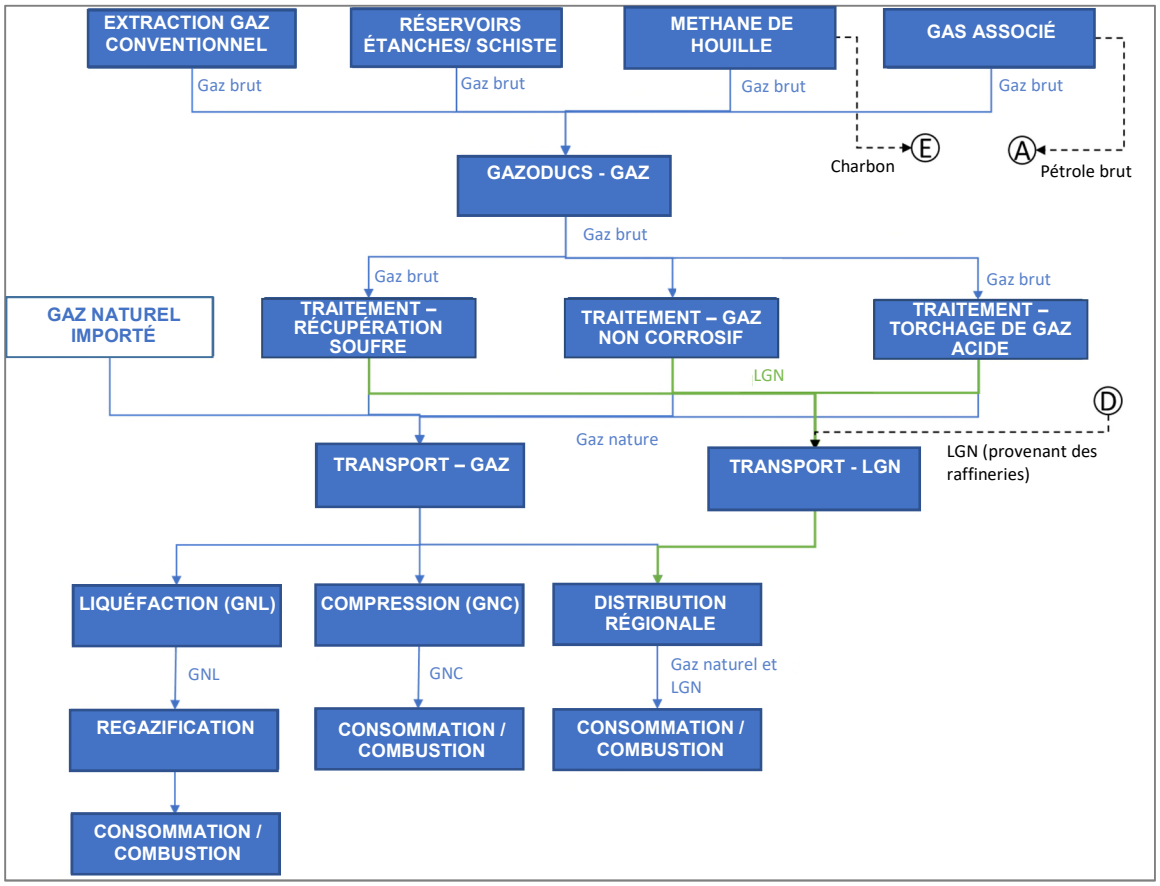



**Figure 17 : Diagramme de processus général sur la production de gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada, y compris l'extraction, le traitement, le transport, la distribution et la combustion.**

Le gaz naturel importé des États-Unis est également acheminé par le réseau canadien de transport et de distribution du gaz naturel et constitue une part importante de l'approvisionnement en gaz naturel au Canada. Ce gaz importé répond aux spécifications des gazoducs et ne nécessite pas de traitement supplémentaire.

Les émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada sont principalement attribuables à ce qui suit :

- combustion de combustibles et production d'électricité pour alimenter l'équipement à divers stades du cycle de vie;
- émissions provenant de l'évacuation et du torchage du gaz naturel pendant les activités d'extraction, de traitement et de transport;

- émissions fugitives de gaz naturel attribuables à des fuites d'équipement et à des rejets imprévus pendant les activités du cycle de vie.

L'ampleur des émissions de GES provenant de ces sources dépend de plusieurs facteurs, notamment les suivants (Skone et coll., 2016) :

- composition du gaz naturel (c.-à-d. concentrations de $CH_4$ et de $CO_2$ dans le gaz);
- type de ressource (classique, réservoirs étanches, etc.) qui est extraite et activités connexes de production de gaz (reconditionnement, déchargement de liquides, etc.);
- type et ampleur du traitement et de la purification nécessaires pour convertir le gaz brut afin qu'il réponde aux spécifications des gazoducs;
- procédures de gestion des émissions de l'installation (p. ex. quantité d'émissions de torchage ou d'évacuation);
- quantité d'équipement d'extraction et de traitement et taux de perte de gaz naturel découlant de cette infrastructure (c.-à-d. possibilité d'émissions fugitives).

Ces facteurs, qui ont une incidence sur les émissions de GES du cycle de vie, ont également tendance à varier d'une province à l'autre compte tenu de la nature des ressources en gaz naturel, de l'ampleur des différences au chapitre de l'extraction et du traitement du gaz naturel et des pratiques de gestion des émissions (p. ex. torchage). La composition sous-jacente de l'électricité qui alimente le réseau dans chaque province influe également sur les émissions de GES provenant de l'extraction et du traitement du gaz naturel.

Vu l'importance de ces facteurs dans la détermination des émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel, l'approche de modélisation utilisée pour calculer l'intensité en carbone de la production canadienne de gaz naturel comprenait ce qui suit :

- compilation des données sur la composition moyenne du gaz naturel pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la Colombie-Britannique;
- intégration des données sur la composition du gaz naturel de l'Alberta et de la Colombie-Britannique dans le calcul des émissions d'évacuation et de torchage et des émissions fugitives provenant de l'extraction et du traitement du gaz naturel dans chaque province;
- utilisation des données sur la composition du gaz naturel pour déterminer le type et l'ampleur du traitement requis pour produire du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs dans chaque province;
- calcul de l'intensité en carbone du gaz naturel moyen pondérée en fonction de la production, du berceau à la porte de l'usine de traitement, dans chaque province;
- calcul de l'intensité en carbone du gaz naturel canadien pondérée en fonction de la production, intégrant le gaz naturel moyen provincial de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et le gaz naturel importé des États-Unis.

Cette approche reposait essentiellement sur l'établissement d'intensités en carbone pondérées en fonction de la production de gaz naturel moyen en Alberta et en Colombie-Britannique, qui représentent plus de 97 % de la production totale de gaz naturel au Canada, selon le volume et la teneur en énergie. La figure 18 donne un aperçu de ce processus de modélisation pour l'Alberta.

L'intensité en carbone moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta est fondée sur la consommation d'énergie et les émissions découlant de cinq types d'extraction de ressources en gaz naturel, d'un certain nombre d'étapes communes de collecte et de traitement (p. ex. batteries de réservoirs, usines de chevauchement) et de trois filières de traitement du gaz naturel qui représentent un traitement de plus en plus intensif à mesure que la teneur en

$H_2S$ augmente, soit pour le gaz non corrosif, le gaz légèrement corrosif et le gaz corrosif. La composition moyenne du gaz de l'Alberta est utilisée à la fois pour calculer les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives et pour déterminer la proportion de gaz naturel de l'Alberta qui passe par chacun des trois différents types de traitement.

Un aperçu semblable pour la Colombie-Britannique est présenté à la figure 19, qui indique les poids de production pour les trois différents types de ressources et de traitement. Il importe de souligner que les types de ressources (p. ex. classiques) ne sont pas directement liés aux types de traitement (p. ex. corrosif), mais qu'une intensité en carbone moyenne provinciale pondérée en fonction de la production a plutôt été calculée pour chaque étape du cycle de vie (p. ex. extraction, traitement). À titre d'exemple, on a calculé l'intensité en carbone de l'extraction du gaz naturel en Colombie-Britannique en mettant à l'échelle les émissions d'extraction compte tenu de la contribution de chaque type de ressource (p. ex. réservoirs étanches, schiste, etc.).

La modélisation du gaz associé produit pendant l'extraction et le prétraitement du pétrole est fondée sur les résultats du modèle OPGEE décrits à la section 4.5. Les émissions de GES liées à l'extraction et au prétraitement dans chaque installation ont été modélisées dans l'OPGEE et affectées aux produits pétroliers et gaziers en fonction de la teneur en énergie de chaque produit. La somme du gaz associé produit par toutes les installations a été utilisée pour calculer l'intensité en carbone moyenne du gaz associé.

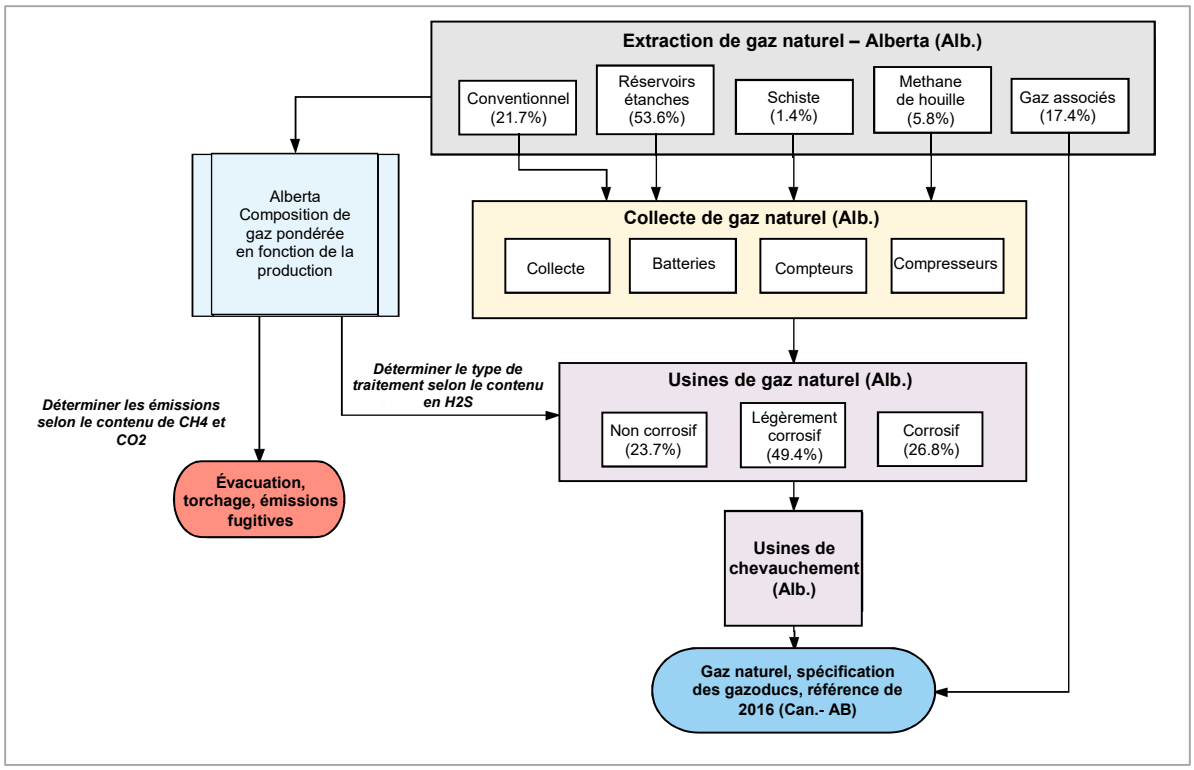



**Figure 18 : Approche de modélisation pour la production de gaz naturel en Alberta.**

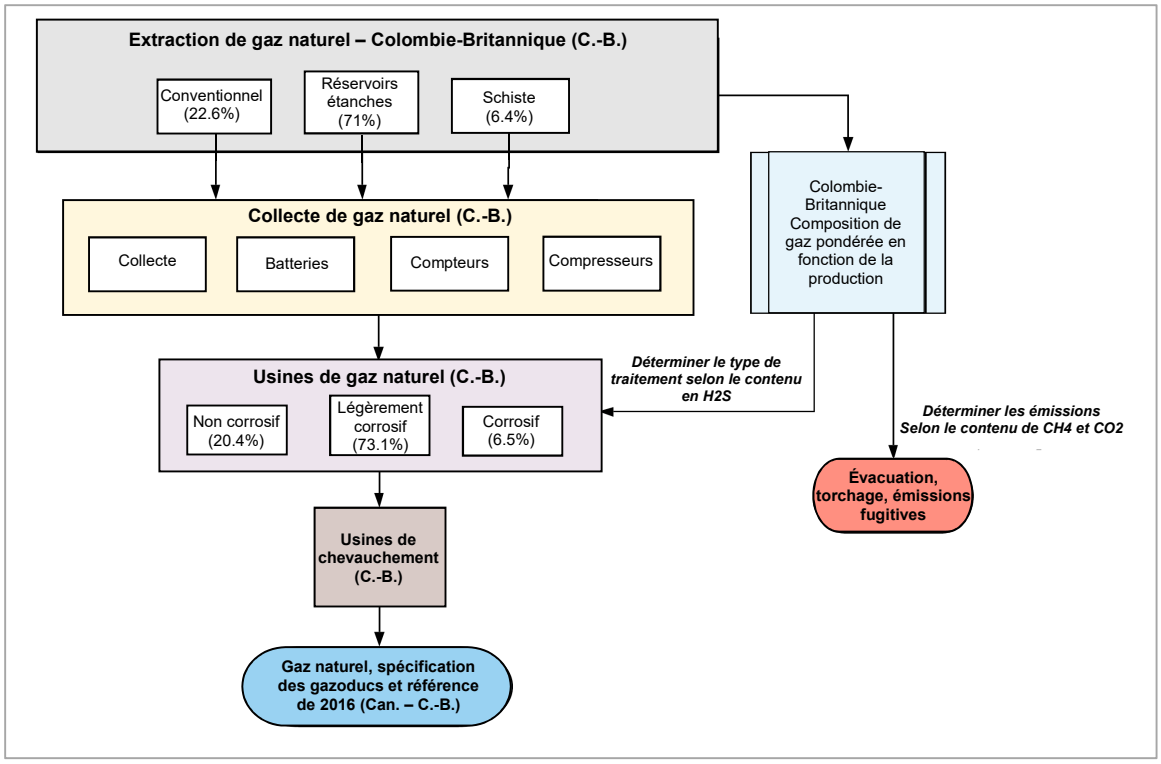



**Figure 19 : Approche de modélisation pour le gaz naturel de la Colombie-Britannique.**

Pour modéliser l'intensité en carbone du gaz naturel moyen au Canada, nous avons modélisé une moyenne pondérée en fonction de la production de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique et de gaz naturel importé des États-Unis (figure 20). Nous avons ensuite modélisé le transport, le stockage et la distribution compte tenu du stockage et des gazoducs canadiens moyens (gaz naturel, au consommateur) et des émissions moyennes associées à la combustion du gaz naturel (gaz naturel, brûlé).

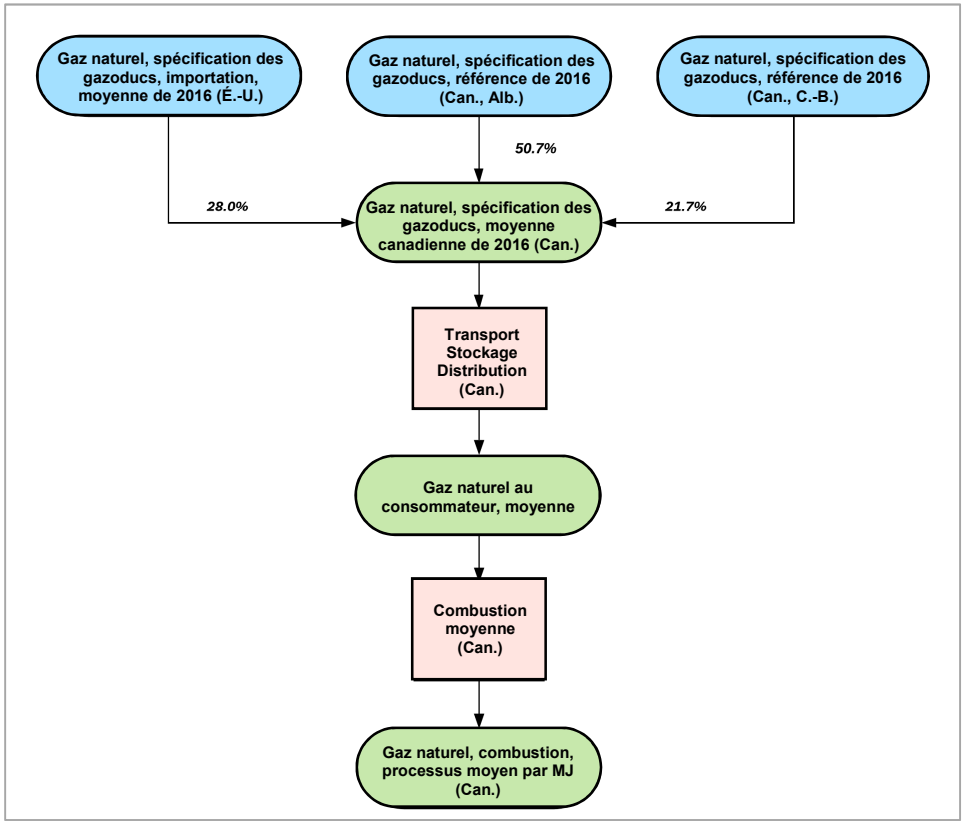



**Figure 20 : Approche de modélisation pour le gaz naturel moyen au Canada.**

Dans les sections qui suivent, un résumé plus détaillé des calculs de l'intensité en carbone pour le gaz naturel est fourni, et comprend les données de l'ICV pour les principales étapes d'extraction et de traitement.

#### *4.8.1.2 Aperçu du calcul de l'intensité en carbone du gaz naturel*

La présente section donne un aperçu des étapes de calcul qui ont été suivies pour déterminer les valeurs moyennes de l'intensité en carbone au Canada pour le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs. L'approche globale est fondée sur l'approche utilisée dans l'étude du NETL de 2016 sur la production de gaz naturel aux États-Unis (Skone et coll., 2016), ainsi que sur une approche semblable utilisée dans un inventaire détaillé des émissions de GES issues des opérations pétrolières et gazières en amont au Canada en 2011 (Clearstone Engineering Ltd., 2014). Dans l'étude du NETL, les intensités en carbone ont été modélisées pour 20 régions productrices clés des États-Unis, selon la technologie d'extraction (classique, schiste, etc.), et leur moyenne a ensuite été établie pour définir les valeurs de la production globale aux États-Unis. Pour chaque région productrice, une composition moyenne du gaz naturel a été utilisée pour estimer les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives provenant de l'extraction et du traitement. Ainsi, les données sur la composition du gaz naturel et les technologies de production propres aux régions ont constitué les principaux facteurs déterminants des émissions de GES du cycle de vie de la production de gaz naturel aux États-Unis. Ces valeurs propres aux régions ont ensuite servi à établir une moyenne nationale pondérée en fonction de la production pour le gaz naturel des États-Unis.

Dans le cadre de la présente étude, nous n'avons pas eu accès à des données régionales sur la composition du gaz naturel liées au type de technologie d'extraction. Cela s'explique en partie par le manque de données accessibles au public à cet égard, ainsi que par le manque de temps et de ressources nécessaires pour tenter d'établir cet ensemble de données à partir des rapports existants de l'industrie; toutefois, des données sur la composition du gaz naturel étaient disponibles pour tous les puits producteurs en Alberta et en Colombie-Britannique en 2017, lesquelles ont été utilisées pour élaborer un ensemble de données sur la composition moyenne du gaz brut pour chacune de ces provinces. En adoptant l'approche du NETL, nous avons ensuite utilisé ces ensembles de données sur la composition pour calculer les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives, ainsi que pour déterminer le type de traitement qui serait nécessaire pour convertir le gaz brut afin qu'il réponde aux spécifications des gazoducs.

Voici un résumé général des étapes de calcul :

**A. Établir la composition du gaz naturel et des modèles provinciaux du berceau au gazoduc**

- Déterminer la composition moyenne du gaz naturel pour trois catégories de gaz naturel dans chaque province (Colombie-Britannique et Alberta) d'après une moyenne pondérée en fonction de la production découlant des données sur la composition. La liste des composants a été réduite pour n'inclure que le méthane, le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène.
- Apparier chaque composition gazeuse à l'archétype d'usine de traitement du gaz approprié (c.-à-d. corrosif, légèrement corrosif, non corrosif).
- Établir des modèles d'intensité en carbone du berceau à la porte de l'usine de traitement pour chaque province en fonction du type d'extraction des ressources (classique, schiste, réservoirs étanches, méthane de houille, gaz associé), du type de composition du gaz naturel et du type de traitement du gaz naturel. On a supposé que le gaz naturel de chaque type de ressource passait par une étape de traitement moyenne pondérée fondée sur les catégories de composition du gaz naturel définies pour chaque type (non corrosif, corrosif, etc.) (voir le tableau 65).

**B. Calculer l'IC moyenne provinciale du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs pour chaque province**

- À l'aide des modèles établis au point A, nous avons calculé les émissions de GES pour chaque modèle du berceau au gazoduc et établi une IC pondérée en fonction de la production pour le gaz naturel dans chaque province.
    a. Gaz naturel, spécifications des gazoducs, IC de base de 2016 {Can.-Alb.}
    b. Gaz naturel, spécifications des gazoducs, IC de base de 2016 {Can.-C.-B.}

**C. Calculer l'IC du gaz naturel importé**

En plus du gaz naturel produit au Canada, le gaz naturel importé des États-Unis entre dans le réseau de transport canadien à divers endroits le long de la frontière, principalement en Ontario et dans l'Ouest canadien. L'intensité en carbone du gaz naturel importé des États-Unis était fondée sur l'intensité en carbone moyenne du gaz naturel établie à l'échelle nationale dans le rapport du NETL de 2016 (Skone et coll., 2016). La valeur du NETL comprenait certaines sources d'émissions qui ne faisaient pas partie des limites du système pour le projet mené dans le cadre de la NCP, y compris l'affectation des terres et la construction de puits. Les émissions associées à ces activités ont été soustraites de la valeur du NETL, tout comme les émissions

associées à la distribution du gaz naturel, qui ont déjà été modélisées pour les filières canadiennes. Ces émissions ont été intégrées aux émissions provenant du transport, de la distribution et de la combustion du gaz, une fois qu'il est introduit dans le réseau canadien. La valeur du NETL en amont pour le gaz naturel moyen aux États-Unis était de 14,8 g d'éq. $CO_2$/MJ. Comme il a été mentionné, les émissions associées à l'affectation des terres (0,176 g d'éq. $CO_2$/MJ), au forage et à la construction de puits (0,0698 g d'éq. $CO_2$/MJ) et à la distribution (2,61 g d'éq. $CO_2$/MJ) ont été soustraites, ce qui donne une valeur finale de l'intensité en carbone pour le gaz naturel importé d'environ 12 g d'éq. $CO_2$/MJ.

**D. Calculer l'IC moyenne canadienne liée aux modèles du berceau au gazoduc pour chaque technologie**

- Nous avons calculé une IC moyenne pondérée en fonction de la production pour les modèles du berceau au gazoduc en nous fondant sur le gaz naturel de l'Alberta (50,7 %), de la Colombie-Britannique (21,7 %) et des États-Unis (28 %).
- Nous avons modélisé l'IC moyenne pour le transport par gazoduc, le stockage et la distribution du gaz naturel au Canada.
    a. Gaz naturel, au consommateur, moyenne {Can.}
- Nous avons modélisé la combustion du gaz naturel et terminé les calculs de l'IC du cycle de vie en intégrant la combustion aux calculs en amont.
    a. Gaz naturel, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}

#### *4.8.1.3 Inventaire du cycle de vie et modélisation du gaz naturel au Canada*

**Composition du gaz naturel**

La composition du gaz naturel brut (c.-à-d. le pourcentage de constituants comme le $CH_4$, le $H_2S$, le $CO_2$, etc.) est un déterminant clé du niveau de traitement requis pour produire des produits prêts à être transportés par gazoduc, mais aussi un déterminant clé des quantités de GES découlant des diverses activités du cycle de vie, comme les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives. Par conséquent, la composition du gaz naturel est un paramètre clé servant à l'établissement d'inventaires des émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel qui sont représentatifs des différentes régions et pratiques de production (Skone et coll., 2016). La composition du gaz naturel brut varie grandement d'une région à l'autre, et parfois même d'un puits à l'autre dans une même formation géologique. Compte tenu du grand nombre de puits de gaz naturel en production au Canada, soit plus de 100 000 (ACPP, 2019), il n'était pas possible de caractériser entièrement et d'intégrer la composition de tout le gaz naturel brut extrait au Canada en 2016, et l'utilisation d'une seule composition moyenne pour représenter le gaz naturel canadien peut ne pas saisir toute la gamme des ressources en raison de cette grande variabilité. Par conséquent, nous avons adopté une approche plus cohérente consistant à regrouper statistiquement les fourchettes moyennes de la composition du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique.

Les données sur la composition du gaz naturel à la tête du puits pour les formations productrices en Alberta et en Colombie-Britannique ont été compilées par Greenpath Energy (2019) et tirées des rapports de l'Alberta Energy Regulator (AER), des résumés de données geoSCOUT et des données de la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC). Les données de la Colombie-Britannique sur la composition du gaz naturel tenaient compte du type de production (classique, schiste, etc.); toutefois, les données de l'Alberta n'ont pas été

exprimées de cette façon, et il n'y avait pas suffisamment de données pour rapprocher entièrement les données sur la composition de l'Alberta et le type d'extraction.

En fonction de la répartition de la composition dans tous les puits de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (représentant plus de 96 % de la production de gaz naturel en 2016 et en 2017), nous avons utilisé des compositions moyennes catégorisées fondées sur le poids en pourcentage, plutôt que des compositions très détaillées. Ainsi, pour le $CH_4$, il y avait trois catégories de composition moyenne (faible, pointe et élevé) et, pour le $H_2S$, il y avait trois catégories de composition fondées sur la teneur en $H_2S$, soit non corrosif, légèrement corrosif et corrosif.

Le tableau 65 résume les catégories de composition du gaz naturel. Ces données sur la composition ont servi à calculer la masse du $CH_4$ et du $CO_2$ dans le gaz brut moyen extrait dans chaque province, et les valeurs de « pointe » ont été utilisées pour calculer les émissions d'évacuation et de torchage et les émissions fugitives de gaz naturel. De plus, l'analyse de l'incertitude menée relativement aux résultats de l'étude a tenu compte de l'incertitude liée à la composition du gaz et à son influence potentielle sur l'intensité en carbone.

Bien qu'il n'y ait pas de lien clairement défini entre le type de ressource (p. ex. schiste, classique) et le type de gaz naturel extrait (p. ex. sec, humide), la majeure partie du gaz naturel extrait au Canada est « humide » dans une certaine mesure et nécessite un traitement et une purification plus poussés. La seule exception est le méthane de houille (MH), qui est produit à partir de gisements houillers et est principalement composé de méthane, avec de petites quantités d'azote, de dioxyde de carbone et d'hydrocarbures plus lourds comme l'éthane. Le méthane de houille ne contient pas de $H_2S$; il est donc considéré comme un gaz sec ou non corrosif (AER, 2019b) et nécessite très peu de traitement pour répondre aux spécifications des gazoducs.

**Tableau 65: Moyennes de la composition du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique pour 2017.**

| | Moyenne (mole – %) | Min. (mole – %) | Max. (mole – %) | Volume de la production ($m^3$) | Poids de la production (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| **Alberta – $H_2S$** | | | | | |
| Non corrosif | 0,000416 | 0,00 | 0,00099 | 26 921 093 | 23,7 |
| Légèrement corrosif | 0,0106 | 0,00117 | 0,0164 | 56 133 995 | 49,4 |
| Corrosif | 0,0648 | 0,0201 | 0,2288 | 30 473 919 | 26,8 |
| **Alberta – $CH_4$** | | | | | |
| Pointe | 0,858 | 0,8346 | 0,8759 | 62 560 097 | 55,1 |
| Faible | 0,7875 | 0,6089 | 0,8279 | 21 912 555 | 19,3 |
| Élevé | 0,925 | 0,8802 | 0,9827 | 29 056 356 | 25,6 |
| **Alberta – $CO_2$** | | | | | |
| | 0,01469 | 0,00053 | 0,15 | - | - |
| **Colombie-Britannique – $H_2S$** | | | | | |
| Non corrosif | 0,0000457 | 0,00 | 0,001 | 10 148 293 | 20,4 |
| Légèrement corrosif | 0,00267 | 0,00135 | 0,01495 | 36 345 050 | 73,1 |
| Corrosif | 0,0373 | 0,018 | 0,1382 | 3 208 085 | 6,5 |
| **Colombie-Britannique – $CH_4$** | | | | | |
| Pointe | 0,8419 | 0,8335 | 0,87193 | 41 588 372 | 83,7 |
| Faible | 0,8053 | 0,7429 | 0,8276 | 1 439 642 | 2,9 |
| Élevé | 0,9176 | 0,8814 | 0,9577 | 6 673 414 | 13,4 |
| **Colombie-Britannique – $CO_2$** | | | | | |
| | 0,01756 | 0,0004 | 0,1544 | - | - |

## Extraction du gaz naturel

### Approche de modélisation de l'extraction

Les processus d'extraction du gaz naturel diffèrent selon le type de ressource gazière exploitée (classique ou non classique) et les caractéristiques géologiques de l'emplacement du gaz (profondeur, porosité, etc.). Ces facteurs influent également sur l'intensité en carbone de l'extraction du gaz naturel, car la composition du gaz naturel brut extrait détermine les émissions de méthane et de dioxyde de carbone découlant de l'évacuation et du torchage, en plus des émissions fugitives. L'extraction du gaz diffère également selon la technologie et l'infrastructure de forage (p. ex. forage vertical pour l'extraction classique par rapport à la fracturation hydraulique et au forage horizontal).Toutefois, le forage de puits et la fabrication et l'installation d'infrastructures d'extraction du gaz naturel sont exclus des limites du système, car il s'agit d'émissions ponctuelles qui représentent habituellement moins de 1 % des émissions de GES du cycle de vie complet d'un puits (Skone et coll., 2016).

Les émissions provenant de l'extraction du gaz naturel ont été estimées à partir de la modélisation des activités d'extraction moyennes par type de ressource (classique, réservoirs étanches, etc.) pour l'Alberta et la Colombie-Britannique. Les modèles d'extraction du gaz naturel diffèrent en fonction du type de ressource, de la province et de la composition du gaz au puits. Parmi les autres principaux facteurs qui influent sur l'intensité en carbone de l'extraction du gaz naturel, on compte les suivants :

- Composition du gaz : La composition du gaz pondérée en fonction de la production pour le méthane et le dioxyde de carbone a été déterminée pour chaque province. Ces compositions ont servi à calculer les émissions de méthane et de dioxyde de carbone provenant de l'évacuation et du torchage.
- Nombre de puits de gaz nouveaux et actifs : Les émissions d'extraction pour une année donnée dépendent du nombre de puits de gaz nouvellement établis et du nombre de puits de gaz actifs.
- Nombre d'installations en exploitation et de composantes connexes : Les émissions d'extraction comprennent également les émissions fugitives provenant de l'équipement et des installations d'extraction, qui sont fondées sur le nombre d'installations en exploitation et la quantité et le type d'équipement utilisé à chaque type d'installation.

Les sources de données et les considérations relatives à la modélisation pour l'extraction du gaz naturel sont résumées dans le tableau 66.

**Tableau 66: Résumé des sources de données pour la modélisation de l'extraction du gaz naturel.**

| Source des émissions | Modélisation | Sources des données |
|---|---|---|
| Complétions de puits | Les émissions provenant des complétions de puits proviennent de l'évacuation et du torchage du gaz naturel. La quantité de gaz émis est fondée sur le nombre de complétions de puits en 2016 et les facteurs d'émission liés à l'évacuation et au torchage pour les puits classiques et non classiques. On a supposé que 53 % du gaz était capté et conservé, le reste étant brûlé à la torche. Les quantités de méthane et de dioxyde de carbone émis ont été calculées à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la Colombie-Britannique. | • Complétions de puits – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Facteurs d'émission du gaz – Tyner et Johnson, 2014<br>• Taux d'émissions découlant du torchage du gaz naturel – calculés à partir des données de Skone et de ses collaborateurs (2016), selon les données sur la composition du gaz de l'Alberta et de la C.-B.<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |

| | | |
|---|---|---|
| Reconditionnement de puits | Les émissions provenant du reconditionnement de puits comprennent l'évacuation et le torchage du gaz naturel. La quantité de gaz émis est fondée sur le nombre de puits de gaz actifs en Alberta et en C.-B. en 2016 et les facteurs d'émission du gaz rejeté selon le type de puits. Les quantités de méthane et de dioxyde de carbone émis ont été calculées à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Facteurs d'émission du gaz par type de puits – Skone et coll., 2016<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |
| Déchargement de liquides | Les émissions liées au déchargement de liquides découlent de l'évacuation du gaz naturel. On a supposé qu'aucun torchage n'avait été effectué pour le gaz émis pendant les activités de déchargement de liquides. La quantité de gaz émis est fondée sur le nombre de puits de gaz actifs en Alberta et en C.-B. et un facteur d'émission moyen du gaz par puits et par mois. Les quantités de méthane et de dioxyde de carbone émis ont été calculées à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Facteurs d'émission du gaz par type de puits – Skone et coll., 2016<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |
| Réservoirs d'eau produite | Les émissions des réservoirs d'eau produite proviennent de l'évacuation du gaz naturel. On a supposé qu'aucun torchage n'avait été effectué pour le gaz émis par les réservoirs d'eau produite. La quantité de gaz émis est fondée sur le nombre de puits de gaz actifs en Alberta et en C.-B., le nombre moyen de barils d'eau produite par puits et un facteur d'émission moyen du méthane par baril. La quantité de méthane émis a été calculée à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. Les émissions découlant des réservoirs d'eau produite ont été attribuées aux types de puits en fonction des poids de production de 2016. | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Barils d'eau produite par puits pour l'Alberta – Alberta Petrinex a déclaré des données volumétriques<br>• Facteur d'émission du méthane par baril – Skone et coll., 2016<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |
| Système de purge des tubages de surface | Les émissions du système de purge des tubages de surface proviennent de l'évacuation du gaz naturel. On a supposé qu'aucun torchage n'avait été effectué pour le gaz émis par cette source. La quantité de gaz émis est fondée sur le nombre de puits de gaz actifs en Alberta et en C.-B. et un facteur d'émission horaire du gaz par puits. Les quantités de méthane et de dioxyde de carbone émis ont été calculées à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. Les taux d'émissions du SPTS ont été attribués aux types de puits en fonction des poids de production de 2016. | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Facteurs d'émission du gaz par type de puits – Clearstone Engineering Ltd., 2018<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |
| Dispositifs pneumatiques | Les émissions des dispositifs pneumatiques proviennent de l'évacuation du gaz naturel. On a supposé qu'aucun torchage n'avait été effectué pour le gaz émis par cette source. La quantité de gaz | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Nombre d'installations en Alberta – Clearstone (2018); AER ST102 (2019e) |

| | | |
|---|---|---|
| | émis est fondée sur le nombre d'installations en exploitation, le nombre et les types d'équipement utilisé et les facteurs d'émission par type d'équipement. Les données n'étaient disponibles que pour les installations gazières de l'Alberta; elles ont donc été extrapolées pour la C.-B. en fonction d'un ratio calculé du nombre d'installations par rapport au nombre de puits actifs. La quantité de méthane émis a été calculée à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. Les taux d'émissions des dispositifs pneumatiques ont été attribués aux types de puits en fonction des poids de production de 2016. | • Types et nombre d'équipement en Alberta – Clearstone (2018) et Greenpath Energy<br>• Facteurs d'émission de l'équipement – calculés à partir des données de Prasino Group (2013); Clearstone Engineering Ltd. (2018).<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |
| Émissions fugitives | La quantité d'émissions fugitives de gaz est fondée sur le nombre d'installations en exploitation, le nombre et les types d'équipement utilisé et les facteurs d'émission par type d'équipement. Les données n'étaient disponibles que pour les installations gazières de l'Alberta; elles ont donc été extrapolées pour la C.-B. en fonction d'un ratio calculé du nombre d'installations par rapport au nombre de puits actifs. La quantité de méthane émis a été calculée à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. Les taux d'émissions fugitives ont été attribués aux types de puits en fonction des poids de production de 2016. | • Nombre de puits actifs en Alberta et en C.-B. – Guide statistique de l'ACPP (ACPP, 2019).<br>• Nombre d'installations en Alberta – Clearstone (2018); AER ST102 (2019e)<br>• Types et nombre d'équipement en Alberta – Clearstone (2018) et Greenpath Energy<br>• Facteurs d'émission de l'équipement – calculés à partir des données de Prasino Group (2013); Clearstone Engineering Ltd. (2018).<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées par Greenpath Energy (2019). |

Les sections qui suivent présentent une description de la modélisation des différentes activités d'extraction et présentent les données de l'ICV. Les principaux résultats relatifs aux émissions sont résumés dans les tableaux 67 et 68.

### Modélisation et données de l'ICV pour l'extraction du gaz naturel

#### Complétions de puits

Les complétions de puits sont des activités qui suivent le forage et précèdent la production commerciale et qui ont lieu une seule fois au cours de la durée de vie du puits. Ces activités entraînent le rejet de gaz naturel brut, qui est ensuite soit capté afin d'être réutilisé, soit brûlé à la torche pour réduire les émissions de méthane, soit encore évacué directement dans l'air. Comparativement aux puits de gaz classique, les complétions de puits de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches entraînent généralement des émissions plus élevées en raison du méthane contenu dans le reflux découlant de la fracturation hydraulique (Skone et coll., 2016).

Les émissions calculées pour les complétions de puits en 2016 en Alberta et en Colombie-Britannique étaient fondées sur le nombre de puits complétés par type (classique et non classique), les quantités de gaz naturel émis qui ont été captées, brûlées à la torche ou évacuées et les quantités de méthane et de dioxyde de carbone contenues dans le gaz naturel émis (représentées par les compositions moyennes provinciales pondérées en fonction de la production).

### Reconditionnement de puits

Le reconditionnement de puits est nécessaire pour nettoyer les puits et stimuler de nouveau la production de gaz naturel. Le reconditionnement est effectué périodiquement pendant la durée de vie du puits (Skone et coll., 2016). Du gaz naturel est rejeté pendant le reconditionnement et il est soit brûlé à la torche, soit évacué dans l'air. Le niveau de torchage peut varier selon le type de ressource et l'emplacement. Les émissions de gaz naturel découlant du reconditionnement de puits ont été calculées en fonction du nombre de puits actifs dans chaque province, des taux d'émissions de gaz estimés pour chaque type de ressource et du ratio de gaz brûlé à la torche ou évacué. Les émissions de torchage et d'évacuation étaient fondées sur les concentrations de méthane et de dioxyde de carbone pondérées en fonction de la production calculées pour chaque province.

**Tableau 67: Émissions de GES provenant de l'évacuation et du torchage pendant les activités de complétion et de reconditionnement de puits, par type de ressource et province pour la production de 2016. Les émissions sont exprimées en g/MJ de gaz naturel commercialisable pour chaque type d'émission.**

| | Quantité – torchage (kg) | $CH_4$ – torchage (g/MJ) | $CO_2$ – torchage (g/MJ) | $N_2O$ – torchage (g/MJ) | Quantité – évacuation (kg) | $CH_4$ – évacuation (g/MJ) | $CO_2$ – évacuation (g/MJ) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Complétions de puits** | | | | | | | |
| **Alberta** | | | | | | | |
| Classique | 28 704 | 5,53E-07 | 8,8E-05 | 2,87E-09 | 144 | 1,43E-07 | 2,45E-09 |
| Réservoirs étanches | 69 494 000 | 5,42E-04 | 8,64E-02 | 2,82E-06 | 349 200 | 3,46E-04 | 5,93E-06 |
| Schiste | 2 150 000 | 6,21E-04 | 9,88E-02 | 3,22E-06 | 10 800 | 1,61E-04 | 2,75E-06 |
| **Colombie-Britannique** | | | | | | | |
| Classique | 9 660 | 3,99E-07 | 6,35E-05 | 2,07E-09 | 48,5 | 1,01E-07 | 2,11E-09 |
| Réservoirs étanches | 23 388 000 | 3,07E-04 | 4,89E-02 | 1,59E-06 | 117 500 | 7,80E-05 | 1,63E-06 |
| Schiste | 723 300 | 1,04E-04 | 1,66E-02 | 5,42E-07 | 3 630 | 2,65E-05 | 5,54E-07 |
| | | | | | | | |
| **Reconditionnement de puits** | | | | | | | |
| **Alberta** | | | | | | | |
| Classique | 64 250 | 1,24E-06 | 1,97E-04 | 6,42E-09 | 81 770 | 8,11E-05 | 1,39E-06 |
| Réservoirs étanches | 340 800 000 | 2,66E-03 | 4,24E-01 | 1,38E-05 | 433 742 000 | 1,74E-01 | 2,99E-03 |
| Schiste | 1 392 000 | 4,02E-04 | 6,40E-02 | 2,09E-06 | 1 772 000 | 2,64E-02 | 4,51E-04 |
| Méthane de houille | 1 031 000 | 7,44E-05 | 1,18E-02 | 0,00 | 1 312 000 | 1,95E-02 | 3,34E-04 |
| **Colombie-Britannique** | | | | | | | |
| Classique | 3 450 | 1,42E-07 | 2,26E-05 | 7,39E-10 | 4 390 | 9,15E-06 | 1,91E-07 |
| Réservoirs étanches | 38 315 000 | 5,03E-04 | 8,01E-02 | 2,61E-06 | 48 765 000 | 3,24E-02 | 6,75E-04 |
| Schiste | 179 600 | 2,59E-05 | 4,13E-03 | 1,35E-07 | 228 500 | 1,67E-03 | 3,48E-05 |

### Déchargement de liquides

Le déchargement de liquides est une opération courante pour les puits de gaz naturel; on maintient ainsi le débit du gaz en retirant le liquide accumulé dans le puits. Ces émissions d'évacuation peuvent être importantes et varier selon le type de puits et l'utilisation ou non d'un système de piston plongeur (Skone et coll., 2016). On suppose que les émissions provenant du déchargement de liquides sont évacuées et non captées ou brûlées à la torche.

### Système de purge des tubages de surface

Lorsqu'un puits de gaz est foré, des tubes d'acier doivent assurer sa stabilité, ce qui permet également de s'assurer que les liquides sont maintenus dans le puits. Une purge des tubages

de surface et des migrations de gaz peuvent se produire en raison des imperfections des joints qui découlent des conditions de forage ou de cimentation. Le système de purge des tubages de surface comprend le mouvement du gaz qui peut entraîner des émissions de gaz naturel dans l'atmosphère. Ces émissions sont évacuées et ne sont pas brûlées à la torche. Les émissions de cette source ont été calculées à l'aide d'un facteur d'émission établi dans le cadre d'essais sur le terrain mené par Clearstone Engineering et ont été multipliées par le nombre de puits actifs dans chaque province. On a supposé que le facteur d'émission était le même en Alberta et en Colombie-Britannique.

### Réservoirs d'eau produite

Les réservoirs d'eau produite servent à entreposer et à transporter la solution salée qui se condense à l'extérieur du gaz ou qui est évacuée du puits pendant le déchargement de liquides. Ces réservoirs d'eau sont une source d'émissions, car le gaz naturel est parfois évacué des réservoirs et rejeté directement dans l'atmosphère. Les émissions des réservoirs d'eau produite ont été estimées en fonction de la quantité d'eau produite dans chaque puits et d'un facteur d'émission lié à la quantité de méthane rejetée par baril d'eau (pour les sources de données, voir le tableau 66). Les données sur la production d'eau n'étaient disponibles que pour l'Alberta; on a donc supposé que la quantité d'eau produite par puits était équivalente pour l'extraction en Colombie-Britannique, puis on a multiplié cette quantité par le nombre de puits de gaz actifs en Colombie-Britannique.

### Dispositifs pneumatiques

Des dispositifs pneumatiques sont utilisés pour l'ouverture et la fermeture de routine des vannes et le fonctionnement d'autres pièces d'équipement de contrôle pendant l'extraction. Ils fonctionnent en continu et évacuent les émissions directement dans l'atmosphère sans torchage (Skone et coll., 2016).

Les émissions des dispositifs pneumatiques ont été estimées en fonction du nombre d'installations et d'équipement et des taux d'émissions de gaz naturel estimés pour chaque type de dispositif. Le nombre d'installations et d'équipement n'était pas disponible pour la Colombie-Britannique, de sorte que le nombre d'installations et de composantes de l'Alberta a été extrapolé pour la Colombie-Britannique en fonction d'un ratio calculé du nombre de puits actifs par rapport au nombre d'installations.

**Tableau 68: Émissions de GES associées aux activités de déchargement de liquides, aux dispositifs pneumatiques, aux réservoirs d'eau produite et aux émissions fugitives pendant l'extraction du gaz naturel, par type de ressource et province pour la production de 2016.**

| | Quantité – évacuation (kg de gaz naturel) | $CH_4$ – évacuation (g de $CH_4$/MJ) | $CO_2$ – évacuation (g de $CO_2$/MJ) |
|---|---|---|---|
| **Déchargement de liquides** | | | |
| ***Alberta*** | | | |
| Classique | 116 187 000 | 0,115 | 0,002 |
| Réservoirs étanches | 174 280 000 | 0,07 | 0,001 |
| Schiste | 13 811 000 | 0,206 | 0,004 |
| Méthane de houille | 55 243 000 | 0,206 | 0,004 |
| ***Colombie-Britannique*** | | | |
| Classique | 6 234 000 | 0,013 | 0,0003 |
| Réservoirs étanches | 19 594 000 | 0,013 | 0,0003 |
| Schiste | 1 781 000 | 0,013 | 0,0003 |
| | | | |
| **Système de purge des tubages de surface** | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| ***Alberta*** | | | |
| Classique | 29 155 000 | 0,0289 | 0,0005 |
| Réservoirs étanches | 43 732 000 | 0,0176 | 0,0003 |
| Schiste | 3 466 000 | 0,0516 | 0,0009 |
| Méthane de houille | 13 862 000 | 0,0516 | 0,0009 |
| ***Colombie-Britannique*** | | | |
| Classique | 1 564 000 | 3,26E-03 | 6,81E-05 |
| Réservoirs étanches | 4 917 000 | 3,26E-03 | 6,81E-05 |
| Schiste | 447 000 | 3,26E-03 | 6,81E-05 |
| | | | |
| **Eau produite** | | | |
| ***Alberta*** | | | |
| Classique | 12 089 000 barils | 7,10E-04 | - |
| Réservoirs étanches | 18 134 000 barils | 4,32E-04 | - |
| Schiste | 1 437 000 barils | 1,27E-03 | - |
| Méthane de houille | 5 748 000 barils | 1,27E-03 | - |
| ***Colombie-Britannique*** | | | |
| Classique | 648 700 barils | 8,17E-05 | - |
| Réservoirs étanches | 2 039 000 barils | 8,17E-05 | - |
| Schiste | 185 300 barils | 8,17E-05 | - |
| | | | |
| **Dispositifs pneumatiques** | | | |
| ***Alberta*** | | | |
| Classique | 27 352 000 | 1,32E-03 | 2,26E-05 |
| Réservoirs étanches | Ci-dessus : quantité totale évacuée pour l'Alberta en 2016 | 3,26E-03 | 5,58E-05 |
| Schiste | | 8,81E-05 | 7,18E-03 |
| Méthane de houille | | 3,52E-04 | 6,03E-06 |
| ***Colombie-Britannique*** | | | |
| Classique | 14 522 000 | 1,59E-03 | 3,32E-05 |
| Réservoirs étanches | Ci-dessus : quantité totale évacuée pour la C.-B. en 2016 | 5,01E-03 | 1,04E-04 |
| Schiste | | 4,55E-04 | 9,49E-06 |
| | | | |
| **Émissions fugitives** | | | |
| ***Alberta*** | | | |
| Classique | 60 339 000 | 5,99E-02 | 1,02E-03 |
| Réservoirs étanches | 125 048 000 | 5,03E-02 | 8,61E-04 |
| Schiste | 335 300 | 4,99E-03 | 8,54E-05 |
| Méthane de houille | 9 177 000 | 3,41E-02 | 5,85E-04 |
| ***Colombie-Britannique*** | | | |
| Classique | 2 781 000 | 5,80E-03 | 1,21E-04 |
| Réservoirs étanches | 10 398 000 | 6,90E-03 | 1,44E-04 |
| Schiste | 26 370 | 1,93E-04 | 4,02E-06 |

### Émissions fugitives

L'équipement vieillissant ou utilisé de manière inadéquate peut être une source d'émissions fugitives en raison de fuites provenant de l'équipement et des installations d'extraction. Ces émissions découlent principalement des brides, des raccords, des vannes et des conduites ouvertes (Skone et coll., 2016). Les émissions fugitives associées à l'extraction du gaz naturel ont été calculées à l'aide des taux de fuite des composantes établis par Clearstone Engineering, du nombre d'installations et de composantes permettant d'estimer la quantité de fuites et de la spéciation du gaz naturel pour le gaz brut moyen de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Le nombre d'installations et d'équipement n'était pas disponible pour la Colombie-Britannique, de sorte que le nombre d'installations et de composantes de l'Alberta a été extrapolé pour la Colombie-Britannique en fonction d'un ratio calculé du nombre de puits actifs par rapport au nombre d'installations.

## Traitement du gaz naturel

### Approche de modélisation du traitement

Le traitement du gaz naturel se fait au moyen d'un réseau d'usines de traitement du gaz qui remplissent diverses fonctions selon l'origine et la composition du gaz, ce qui détermine le niveau de traitement requis pour que le gaz réponde aux spécifications des gazoducs. Comme le montre la figure 21, le gaz brut des puits traverse un réseau d'installations de traitement avant d'atteindre les gazoducs de transport.Figure 21 Ce réseau comprend :

- les réseaux de collecte;
- les usines de traitement préliminaire;
- les usines de fractionnement;
- les usines de chevauchement.

Les étapes de traitement du gaz naturel sont principalement déterminées par la composition du gaz, car le traitement post-extraction requis pour produire du gaz naturel prêt pour le transport varie selon la forme du gaz naturel extrait. Le gaz naturel sec, qui est du gaz naturel brut extrait de puits relativement peu profonds (moins de 1 000 m de profondeur) et qui est habituellement composé à 95 % de méthane, contient très peu d'hydrocarbures lourds et d'impuretés; par conséquent, plutôt que de subir un traitement et une purification, le gaz naturel sec est habituellement recueilli dans des réseaux de collecte à basse pression et acheminé vers des batteries de réservoirs, où il est déshydraté et comprimé dans un réseau de transport de gaz (Clearstone Engineering Ltd., 2014).

Le gaz naturel humide est du gaz brut extrait de puits qui doit être traité pour éliminer les hydrocarbures condensables et qui, en plus de la déshydratation, peut nécessiter un adoucissement pour éliminer les niveaux excessifs de $CO_2$ et de $H_2S$. Le gaz naturel humide est recueilli à des pressions élevées et transporté vers des usines de gaz, en vue de son traitement et de sa purification, à l'aide de réseaux de collecte chauffés et de réseaux de collecte servant à la déshydratation. Les réseaux de collecte chauffés utilisent des réchauffeurs de conduites pour maintenir le gaz au-dessus d'une température critique. Les réseaux de collecte servant à la déshydratation éliminent la vapeur d'eau du gaz de procédé par absorption ou dessiccation (Clearstone Engineering Ltd., 2014).

Le gaz associé, aussi appelé gaz dissous ou gaz en solution, est du gaz naturel brut produit à partir de puits de pétrole et associé à la production de pétrole. Il est habituellement riche en hydrocarbures condensables et peut contenir du $CO_2$ et du $H_2S$. Il est habituellement utilisé pour les besoins en combustibles sur place, et tout gaz excédentaire est soit évacué ou brûlé à la torche, soit réinjecté dans le puits pour maintenir la pression du réservoir, soit encore envoyé dans un réseau de collecte de gaz aux fins de traitement et de purification (Clearstone Engineering Ltd., 2014).

Voici les étapes générales requises pour traiter le gaz naturel en vue de son transport par gazoduc :

- **Élimination des gaz acides (EGA)** – Aussi appelée adoucissement, il s'agit de l'élimination du $H_2S$ du gaz naturel brut. Les systèmes d'EGA utilisent des solvants pour attirer le $H_2S$ et le $CO_2$, puis un processus de décapage au solvant qui repose sur des rebouilleurs pour éliminer les gaz acides. Les rebouilleurs sont alimentés au gaz naturel, et le processus libère également des émissions de $CO_2$ découlant de la solution d'amine. Du gaz naturel est également évacué durant ce processus.

- **Déshydratation** – La déshydratation est utilisée pour extraire l'eau du gaz naturel brut afin d'adapter ce dernier au transport par gazoduc et d'augmenter son pouvoir calorifique. Les émissions attribuables à ce processus proviennent de la combustion et de l'évacuation.
- **Séparation des liquides** – Les séparateurs utilisent la réfrigération au propane pour refroidir le gaz naturel et le séparer des liquides de gaz naturel (LGN). Les LGN sont un coproduit commercialisable et, par conséquent, les émissions provenant de la consommation d'électricité et de carburant doivent être affectées, tout comme les émissions d'évacuation et de torchage.
- **Compression** – Les compresseurs servent à augmenter la pression du gaz en vue de la distribution par gazoduc, ce qui consomme de l'énergie, et également à produire du GNC après le transport. La quantité d'énergie utilisée dépend de la pression du gaz entrant et de la pression requise pour répondre aux spécifications des gazoducs, ce qui ajoute de l'incertitude. En plus de consommer du carburant, les compresseurs émettent des émissions fugitives de $CH_4$. La compression du gaz naturel se produit après le traitement et avant l'entrée dans le gazoduc de transport. De plus, des compresseurs de gaz naturel sont installés le long des gazoducs de transport du gaz naturel pour assurer le maintien d'une pression appropriée afin d'avoir un débit continu. La compression pour le transport par gazoduc a été modélisée séparément à l'étape clé 2 et a été intégrée aux calculs de la filière du GNC.

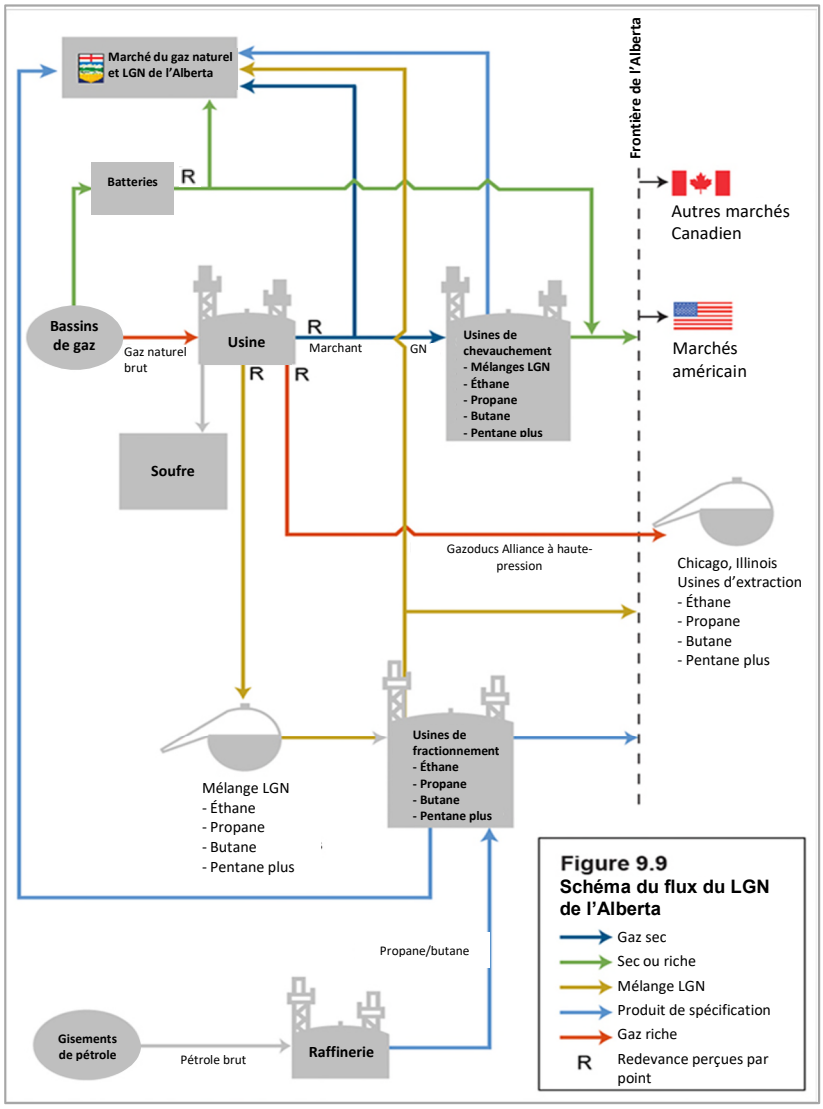



**Figure 21 : Flux des produits de gaz naturel, de l'extraction jusqu'au marché, pour le secteur des LGN et du gaz naturel de l'Alberta (AER, 2019c).**

Les sections qui suivent offrent une description de chacune des étapes du traitement du gaz naturel et présentent les données de l'ICV en ce qui a trait à l'exploitation de diverses usines, notamment leurs extrants et les liens qui les unissent. Le tableau 69 présente un résumé des étapes de modélisation et des sources de données.

**Tableau 69: Résumé de la modélisation et des sources de données pour le traitement du gaz naturel.**

| Source des émissions de traitement | Modélisation | Sources des données |
|---|---|---|
| Consommation d'électricité | Les données sur la consommation d'électricité pour tous les types d'usines de traitement du gaz n'étaient disponibles que sous la forme du total pour l'Alberta en 2011. Ces données ont été converties en une quantité d'électricité par $m^3$ de gaz traité, puis utilisées pour représenter la consommation d'électricité pour chaque type d'usine en 2016 en Alberta et en C.-B. Les réseaux électriques provinciaux ont servi à modéliser la production d'électricité et les émissions dans chaque province. | • Consommation d'électricité par type d'installation de traitement, par $m^3$ de gaz traité en Alberta – Clearstone Engineering Ltd., 2014<br>• Émissions directes et indirectes découlant de la production d'électricité en Alberta et en C.-B. – outil d'ECCC sur l'électricité |
| Combustion de carburant | Les émissions provenant de la combustion de carburant dans les installations de traitement du gaz n'étaient disponibles que sous la forme du total pour l'Alberta en 2011. Ces données ont été converties en une quantité d'électricité par $m^3$ de gaz traité en 2011, puis utilisées pour représenter les émissions découlant de la combustion de carburant pour chaque type d'usine en 2016 en Alberta et en C.-B. | • Émissions de combustion de carburant par type d'installation de traitement, par $m^3$ de gaz traité en Alberta – Clearstone Engineering Ltd., 2014 |
| Évacuation | Les émissions d'évacuation du gaz dans les installations de traitement n'étaient disponibles que sous la forme du total pour l'Alberta en 2011. Ces données ont été converties en une quantité d'émissions par $m^3$ de gaz traité en 2011, puis utilisées pour représenter les émissions découlant de l'évacuation du combustible pour chaque type d'usine en 2016 en Alberta et en C.-B. | • Émissions d'évacuation par type d'installation de traitement, par $m^3$ de gaz traité en Alberta – Clearstone Engineering Ltd., 2014 |
| Torchage | Les émissions de torchage du gaz dans les installations de traitement n'étaient disponibles que sous la forme du total pour l'Alberta en 2011. Ces données ont été converties en une quantité d'émissions par $m^3$ de gaz traité en 2011, puis utilisées pour représenter les émissions de torchage pour chaque type d'usine en 2016 en Alberta et en C.-B. | • Émissions de torchage par type d'installation de traitement, par $m^3$ de gaz traité – Clearstone Engineering Ltd., 2014 |
| Émissions fugitives | La quantité d'émissions fugitives de gaz est fondée sur le nombre d'installations de traitement, le nombre et les types d'équipement utilisé et les facteurs d'émission pour les types d'équipement. Les données n'étaient disponibles que pour les installations de traitement du gaz de l'Alberta; elles ont donc été extrapolées pour la C.-B. en fonction d'un ratio calculé du nombre d'installations par rapport au nombre de puits actifs. La quantité de méthane émis a été calculée à l'aide des données sur la composition du gaz compilées pour l'Alberta et la C.-B. | • Nombre d'installations en Alberta – Clearstone (2018); AER ST102 (2019e)<br>• Types et nombre d'équipement en Alberta – Clearstone Engineering Ltd. (2018) et Greenpath Energy (2019)<br>• Facteurs d'émission de l'équipement – ECCC, 2019 (calculés à partir des données de Prasino Group (2013)); Clearstone Engineering Ltd. (2018).<br>• Composition du gaz – Établissement de la teneur en $CH_4$ et en $CO_2$ moyenne pondérée en fonction de la production pour l'Alberta et la C.-B., selon les données déclarées en 2017 par Greenpath Energy (2019). |
| Coproduits | La plupart des installations de traitement du gaz produisent à la fois du gaz commercialisable et une gamme de LGN | • Produits, intrants et extrants des installations de traitement du gaz de l'Alberta – AER, rapport ST50 (2016c). |

| | | |
|---|---|---|
| | (p. ex. propane, butane, etc.). Les réseaux de collecte et les batteries de réservoirs font exception. Pour tous les autres types d'installations de traitement, les émissions de GES ont été affectées au gaz commercialisable et aux LGN en fonction de la teneur en énergie. L'affectation de l'énergie s'est faite en fonction des différents produits (c.-à-d. masse de chaque produit par unité de gaz commercialisable) et de la teneur en énergie respective de chaque produit. | |

**Modélisation et données de l'ICV pour le traitement du gaz naturel**

### Réseaux de collecte

La collecte a trait au transport du gaz naturel brut des têtes de puits aux installations de traitement par un réseau de gazoducs de petit diamètre dans les régions productrices de gaz. Des canalisations d'amenée servent au transport du gaz naturel et des liquides de gaz naturel de diverses installations et de divers réservoirs de stockage jusqu'aux gazoducs de transport (ACPP, 2018a). Ces réseaux consomment de l'énergie pour pouvoir comprimer, chauffer et transporter le gaz naturel et produisent également des émissions d'évacuation et de torchage et des émissions fugitives. Le réseau de collecte comprend généralement des compresseurs, des conduites et des installations de collecte, ainsi que des stations de comptage/réglage. La consommation d'énergie et les émissions d'un réseau de collecte moyen de l'Alberta sont résumées dans le tableau 70.

**Tableau 70: Consommation d'énergie et émissions découlant des activités de collecte de gaz naturel et des batteries de réservoirs en 2016, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit (adapté de l'étude de Clearstone Engineering Ltd., 2014). On suppose que les données d'exploitation sont équivalentes pour l'Alberta et la Colombie-Britannique, à l'exception des émissions fugitives, qui sont présentées séparément pour la Colombie-Britannique.**

| Intrants et émissions | Compresseurs | Réseau de collecte | Station de comptage /réglage | Batteries de réservoirs |
|---|---|---|---|---|
| Consommation d'électricité (kWh/MJ) | 2,0E-06 | 1,14E-04 | 1,04E-05 | 2,71E-05 |
| **Consommation de gaz naturel (MJ/MJ)** | 0,02 | | | 3,0E-4 |
| Émissions de combustion (g/MJ) | | | | |
| $CO_2$ | 2,6E-01 | 6,76E-01 | 0 | 7,08E-01 |
| $CH_4$ | 6,0E-04 | 1,46E-04 | 0 | 1,15E-03 |
| $N_2O$ | 2,5E-05 | 6,33E-05 | 0 | 5,15E-05 |
| Émissions de torchage (g/MJ) | | | | |
| $CO_2$ | 8,0E-04 | 1,0E-02 | 0 | 2,38E-02 |
| $CH_4$ | 4,6E-06 | 6,26E-05 | 0 | 1,49E-04 |
| Émissions d'évacuation (g/MJ) | | | | |
| $CH_4$ | 2,2E-03 | 9,80E-03 | 2,0E-04 | 8,03E-03 |
| $CO_2$ | - | 3,86E-04 | 0 | 3,86E-04 |
| Émissions fugitives (g/MJ) | | | | |
| $CH_4$ | 1,52E-03 | 6,18E-04 | 0 | 9,31E-03 |
| $CO_2$ | 2,61E-05 | 1,29E-05 | 0 | 1,59E-04 |
| | | | | |
| **Émissions fugitives pour la Colombie-Britannique (g/MJ)** | | | | |
| $CH_4$ | 2,01E-04 | 6,18E-04 | 0 | 1,01E-03 |
| $CO_2$ | 4,20E-06 | 1,30E-05 | 0 | 2,11E-05 |

### Traitement du gaz naturel

Les groupes de composition du gaz naturel résumés dans le tableau 65 ont été utilisés pour établir des filières de traitement fondées sur le niveau de traitement requis pour que le gaz réponde aux spécifications des gazoducs. Voici un résumé de ces filières :

- Gaz sec (ne s'applique qu'au MH) – On a supposé que le gaz sec nécessitait un traitement minimal en raison de sa faible teneur en $H_2S$. Après l'extraction, le gaz naturel brut (MH) a été modélisé comme allant des réseaux de collecte aux batteries de réservoirs, puis aux gazoducs de transport.
- Gaz non corrosif – Le gaz non corrosif a été modélisé comme allant des réseaux de collecte au processus d'élimination des gaz acides, puis passant par une usine de chevauchement et les gazoducs de transport.
- Gaz légèrement corrosif – Le gaz légèrement corrosif a été modélisé comme allant des réseaux de collecte à un processus approfondi d'élimination des gaz acides, puis passant par une usine de chevauchement et les gazoducs de transport.
- Gaz corrosif – En raison de sa teneur élevée en $H_2S$, nous avons modélisé le gaz corrosif, après son extraction, comme allant des réseaux de collecte à une usine de récupération du soufre, puis passant par une usine de chevauchement et les gazoducs de transport.

L'énergie et les émissions associées à chaque type de traitement sont résumées dans les tableaux 71 et 72.

**Tableau 71: Consommation d'énergie et émissions pour divers types d'usines de traitement du gaz naturel, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit. On suppose que les données d'exploitation sont équivalentes pour l'Alberta et la Colombie-Britannique, à l'exception des émissions fugitives, qui sont présentées séparément pour la Colombie-Britannique. Les ratios d'affectation des coproduits sont indiqués pour chaque type d'usine en fonction de la teneur en énergie des coproduits.**

| Intrants et émissions | Non corrosif | Légèrement corrosif | Corrosif |
|---|---|---|---|
| Consommation d'électricité (kWh/MJ) | 2,66E-04 | 1,15E-03 | 2,22E-03 |
| **Consommation de gaz naturel (MJ/MJ)** | 1,86E-03 | 3,33E-03 | 1,78E-02 |
| Émissions de combustion (g/MJ) | | | |
| $CO_2$ | 9,28E-01 | 3,55E+00 | 2,40E+00 |
| $CH_4$ | 1,83E-03 | 6,75E-03 | 1,40E-03 |
| $N_2O$ | 7,33E-05 | 2,46E-04 | 7,00E-05 |
| Émissions de torchage (g/MJ) | | | |
| $CO_2$ | 3,67E-02 | 2,24E-01 | 7,28E-02 |
| $CH_4$ | 2,04E-04 | 1,33E-03 | 4,57E-04 |
| Émissions découlant de la formation (g/MJ) | | | |
| $CO_2$ | 4,35E-02 | 4,90E-01 | 1,99E+00 |
| Émissions d'évacuation (g/MJ) | | | |
| $CH_4$ | 8,45E-04 | 2,28E-03 | 4,38E-04 |
| $CO_2$ | | | |
| Émissions fugitives (g/MJ) | 4,10E-03 | 1,59E-03 | 6,52E-04 |
| $CH_4$ | 7,01E-05 | 2,72E-05 | 1,12E-05 |
| $CO_2$ | 2,66E-04 | 1,15E-03 | 2,22E-03 |
| **Émissions fugitives pour la Colombie-Britannique (g/MJ)** | | | |
| $CH_4$ | 6,94E-04 | 2,44E-04 | 6,07E-05 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| $CO_2$ | 1,45E-05 | 5,08E-06 | 1,27E-06 |
| **Affectation d'énergie aux coproduits** | | | |
| Gaz commercialisable | 89,2 % | 82,2 % | 76,6 % |
| Propane | 0,1 % | 0,19 % | 1,7 % |
| Autres LGN | 10,6 % | 17,6 % | 21,6 % |

**Tableau 72: Consommation d'énergie et émissions pour divers types d'usines de traitement du gaz naturel, exprimées par MJ de gaz naturel commercialisable produit.**

| Intrants et émissions | Usine de chevauchement | Fractionnement |
|---|---|---|
| Consommation d'électricité (kWh/MJ) | 2,01E-04 | 5,15E-04 |
| **Consommation de gaz naturel (MJ/MJ)** | 1,86E-03 | 3,59E-04 |
| Émissions de combustion (g/MJ) | | |
| $CO_2$ | 2,64E-01 | 9,35E-01 |
| $CH_4$ | 1,84E-05 | 4,39E-05 |
| $N_2O$ | 6,74E-06 | 1,26E-05 |
| Émissions de torchage (g/MJ) | | |
| $CO_2$ | 2,14E-03 | 1,88E-01 |
| $CH_4$ | 1,32E-05 | 1,17E-03 |
| Émissions découlant de la formation (g/MJ) | | |
| $CO_2$ | 2,39E-02 | - |
| Émissions d'évacuation (g/MJ) | | |
| $CH_4$ | 1,43E-04 | 8,85E-04 |
| $CO_2$ | | - |
| Émissions fugitives (g/MJ) | 1,20E-09 | |
| $CH_4$ | 2,06E-11 | 2,81E-09 |
| $CO_2$ | 2,01E-04 | 4,81E-11 |
| **Émissions fugitives pour la Colombie-Britannique (g/MJ)** | | |
| $CH_4$ | 2,63E-09 | 6,14E-09 |
| $CO_2$ | 5,49E-11 | 1,28E-10 |
| **Affectation d'énergie aux coproduits** | | |
| Gaz commercialisable | 89 % | 19 % |
| Propane | 2 % | 17 % |
| Autres LGN | 9 % | 64 % |

## 4.8.2 Autres combustibles gazeux

### *4.8.2.1 Propane*

La production de propane se fait par l'entremise d'un réseau de différentes opérations de traitement du pétrole brut et du gaz. De nombreux types différents d'installations de traitement du gaz éliminent les LGN qui contiennent du propane et, comme il s'agit de coproduits utiles, de nombreuses usines différentes contribuent à la production de propane. Selon les niveaux de production déclarés en 2016 pour les installations de traitement du gaz de l'Alberta, la part de la production associée à chaque type d'installation de traitement a été calculée (tableau 73) (source : AER, rapport ST50).

Le propane est un coproduit de toutes les installations de traitement du pétrole brut ou du gaz naturel qui se consacrent à la production d'autres produits primaires, comme le gaz naturel commercialisable et les produits de pétrole brut. La seule exception concerne les usines de fractionnement, qui sont réservées au traitement des LGN et pour lesquelles le propane est un produit primaire. Les émissions en amont associées à l'extraction, à la collecte et au traitement du gaz naturel ont été affectées au propane selon la teneur en énergie pondérée en fonction de la production de chaque coproduit. Pour la plupart des installations, cela fait qu'une portion relativement faible des émissions en amont est affectée au propane en raison de la prédominance de la production de gaz commercialisable (tableau 73).

**Tableau 73: Répartition des installations de production de propane et contribution à la production provinciale de propane en 2016 (selon le rapport ST50 de l'AER), y compris l'affectation de l'énergie au propane par installation.**

| Source de propane | Alberta | Colombie-Britannique | Affectation de l'énergie au propane |
|---|---|---|---|
| Raffineries de pétrole brut | 8,9 % | - | |
| Extraction de pétrole brut | 5,1 % | - | |
| Usines de gaz corrosif | 17,2 % | 20 % | 7,4 % |
| Usines de gaz non corrosif | 2,6 % | 3 % | 1,3 % |
| Usines de gaz légèrement corrosif | 0,9 % | 1 % | 1,0 % |
| Usines de chevauchement | 13,8 % | 16 % | 9,9 % |
| Usines de fractionnement | 51,6 % | 60 % | 21,1 % |

Les calculs de l'affectation de l'énergie au propane pour chaque type d'installation étaient fondés sur les données de 2016 relatives aux différents produits par type d'installation. Ces données sont résumées dans le *Natural Gas Calculation Workbook* (cahier de calcul pour le gaz naturel) joint en annexe au présent rapport. Les données sur la quantité de gaz naturel brut requis pour produire 1 MJ de propane pour chaque installation ont été tirées des données des installations, et les différents produits, ainsi que la teneur en énergie des divers extrants (p. ex. gaz commercialisable, propane, éthane, etc.), ont été utilisés pour calculer les facteurs d'affectation de l'énergie résumés dans le tableau 73. Ces facteurs d'affectation, en plus des pourcentages attribués à la technologie, ont été utilisés pour déterminer l'intensité en carbone de la production de propane dans chaque type d'installation et ils ont été combinés pour tenir compte d'une quantité moyenne de MJ de propane. L'intensité en carbone de la production de propane dans chaque type d'installation a ensuite été combinée à l'intensité en carbone du propane produit par les raffineries et par l'extraction de pétrole brut afin de déterminer l'IC pour une quantité moyenne de MJ de propane au Canada. De plus amples détails sur ces calculs sont fournis dans le cahier de calcul pour le gaz naturel et dans les fiches de données connexes.

Étant donné la prédominance de l'Alberta et de la Colombie-Britannique dans la production canadienne de propane, l'intensité en carbone de base pour le propane a été calculée en fonction de la production relative de propane de ces deux provinces, à l'exclusion des autres provinces dont la contribution est négligeable.

#### *4.8.2.2 Gaz naturel comprimé et gaz naturel liquéfié*

Le gaz naturel comprimé (GNC) et le gaz naturel liquéfié (GNL) sont des produits constitués de gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs[9] qui est comprimé ou liquéfié pour faciliter son transport et/ou son utilisation comme combustible dans l'équipement mobile. Ces deux produits prennent de l'importance, mais, à l'heure actuelle, leur marché et leur production sont limités au Canada, comme c'était le cas en 2016. Le GNL est principalement produit pour exporter du gaz naturel du Canada vers d'autres pays, et il n'y a pas de données déclarées à l'échelle nationale sur la consommation intérieure de GNL. À l'heure actuelle, la production de GNC se limite surtout au ravitaillement de certains types d'équipement, comme des parcs d'autobus municipaux particuliers, bien que bon nombre d'entre eux puissent être alimentés par des sources biogéniques de GNC. À l'instar du GNL, il n'y a pas de données déclarées sur la production et la consommation intérieures de GNC. Par conséquent, les filières du GNC et du GNL ont été modélisées en tant qu'extension des filières du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs.

La production de GNC comprend une étape de compression après le transport par gazoduc de gaz naturel commercialisable, et une consommation d'énergie et des émissions sont associées à cette étape. Lorsque le GNC est décompressé pour certaines applications, le processus produit de l'énergie et les émissions de GES qui y sont associées seraient négligeables. Pour les calculs de l'intensité en carbone de base, on a modélisé la production de GNC en supposant que, jusqu'au point de compression, y compris la combustion, le cycle de vie du GNC était le même que celui du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs. Cela comprend l'extraction, le traitement, le transport et la combustion. Les émissions associées à la compression du gaz naturel pour produire du GNC ont été obtenues à partir du modèle GREET de 2018 et du calculateur du California Air Resources Board (California Air Resources Board, 2019) pour le GNC et ont été établies à 3,18 g d'éq. $CO_2$/MJ de gaz comprimé.

La production de GNL comprend un processus de liquéfaction avant le transport et, habituellement, un processus de regazéification après le transport pour que le GNL retrouve les propriétés du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs. Pendant la liquéfaction, le gaz naturel est liquéfié au moyen d'un processus de refroidissement qui le fait passer à une température cryogénique de -155 degrés Celsius dans un cycle frigorifique. Une étude récente sur la production de GNL au Canada a permis d'estimer les émissions de GES d'un processus de liquéfaction moyen à environ 8,35 g d'éq. $CO_2$/MJ de gaz naturel traité. Pendant la regazéification, le GNL est reconverti en gaz naturel au moyen de la chaleur de vaporisation découlant de la combustion de carburant. Les émissions de ce processus ont été estimées à 2,63 g d'éq. $CO_2$/MJ dans la même étude que celle mentionnée ci-dessus (Sapkota et coll., 2018).

Les filières modélisées pour le GNC et le GNL constituaient des extensions des filières moyennes du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada, ce qui comprenait une moyenne canadienne pour toutes les sources de gaz naturel (c.-à-d. classique, schiste, etc.) et une moyenne canadienne où l'on suppose que le GNC et le GNL sont produits individuellement à partir de chaque source de gaz naturel. La production moyenne de gaz naturel dans ces filières était fondée sur les mêmes données et hypothèses que celles

[9] Il importe de souligner que le GNC peut également être tiré de sources biogéniques de gaz naturel, comme les gaz d'enfouissement, mais, dans le cadre de la présente étude, on suppose que le GNC est produit à partir de gaz naturel fossile.

associées au gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, sauf que les étapes supplémentaires de compression, de liquéfaction et de regazéification ont été ajoutées.

### 4.8.3 Consommation d'énergie et émissions des gazoducs

Le gaz naturel présente bon nombre des mêmes complexités que les pipelines de pétrole brut, mais n'a pas encore été modélisé en détail, et certaines des données requises pour ce faire ne sont pas facilement accessibles. Selon Choquette-Levy et ses collaborateurs, dans « COPTEM: A Model to Investigate the Factors Driving Crude Oil Pipeline Transportation Emissions » (Choquette-Levy et coll., 2018b), les données sur les pipelines de pétrole brut dans le modèle GREET de 2014 constituent un substitut raisonnable pour le transport du pétrole brut au Canada. Les discussions tenues avec l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPE) ont révélé que l'on comptait davantage sur les turbines au Canada et sur les moteurs alternatifs aux États-Unis (Beamish, 2019). Bien que cela indique que les pipelines canadiens sont moins efficaces que ceux des États-Unis, faute de meilleures données, le modèle GREET de 2018 sur les gazoducs (Michael Wang et coll. 2018) a été utilisé comme substitut pour le gaz naturel dans le modèle de filière par défaut. Le tableau 75 présente les valeurs des différentes études. GHGenius utilise des données statistiques pour calculer l'énergie moyenne nécessaire au transport du gaz naturel. La dernière année pour laquelle l'outil présente des statistiques réelles est 2010, où l'énergie est calculée à 1 600 BTU/tonne-mille, ce qui concorde bien avec les autres données (GHGenius, 2018). On s'attend à ce que 98 % de l'énergie provienne du gaz naturel. Le reste provient de l'électricité. Comme dans le cas du transport du pétrole brut, le réseau moyen au Canada est utilisé pour l'électricité, selon le réseau de gazoducs étendu illustré à la figure 22.

En plus des émissions de combustion provenant de l'énergie nécessaire au transport du gaz, les gazoducs entraînent des émissions fugitives, d'évacuation et de torchage. Les données réelles de 2016 ont été utilisées pour saisir ces émissions aux étapes du transport et de la distribution. Ces données portent sur la production annuelle totale; il n'est donc pas facile de les calculer par tkm. Elles ont donc été calculées par $m^3$ de production (ORTECH Environmental, 2018). Les incertitudes sont appliquées par ORTECH Environmental (ORTECH Environmental, 2018).

**Tableau 74: Comparaison des besoins en énergie du modèle des gazoducs avec des modèles similaires.**

| Fonction | Présente étude | GHGenius | Modèle GREET |
|---|---|---|---|
| Énergie requise pour transporter un baril de pétrole brut sur un mille | 1 640 BTU/tonne-mille | 1 600 BTU/tonne-mille | 1 641 BTU/tonne-mille |

**Tableau 75: Émissions déclarées en 2016 pour le transport et la distribution**

| | | Transport (t/m³ de gaz naturel) | Distribution (t/m³ de gaz naturel) |
|---|---|---|---|
| **$CO_2$** | Évacuation | 3,73E-09 | 1,71E-10 |
| | Torchage | 4,73E-08 | 2,60E-10 |
| | Fugitives | 2,42E-09 | 5,01E-09 |
| | Intervention d'urgence | 1,33E-12 | 2,13E-10 |
| **$CH_4$** | Évacuation | 1,89E-07 | 6,46E-09 |
| | Torchage | 2,82E-10 | 1,77E-12 |
| | Fugitives | 1,22E-07 | 1,58E-07 |
| | Intervention d'urgence | 7,90E-11 | 1,46E-08 |
| **$N_2O$** | Évacuation | 0,00E+00 | 0,00E+00 |
| | Torchage | 5,84E-14 | 2,67E-17 |
| | Fugitives | 0,00E+00 | 0,00E+00 |
| | Intervention d'urgence | 0,00E+00 | 0,00E+00 |

Source : CEPEI (données compilées dans le cadre du document *Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Companies 2016 Greenhouse Gas Inventory*) (ORTECH Environmental, 2018)

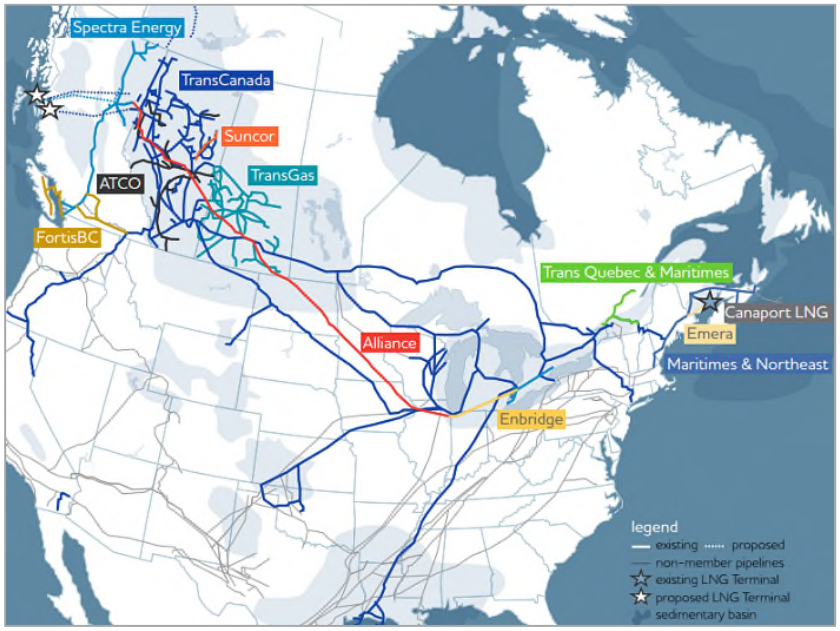



**Figure 22 : Les gazoducs s'étendent partout au Canada et jusqu'aux États-Unis. (Source : Pipeline Education)**

**Tableau 76: Consommation d'énergie et émissions pour le transport de gaz naturel par gazoduc, exprimées par tonne-mille de transport[10].**

| Échange | Quantité | Unité | Description |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, gazoduc {Can.} | 1 | Tonne-mille | |
| **Intrants** | | | |
| Gaz naturel, processus moyen de combustion {Can.} | 1 641 * fraction/gaz | BTU | |
| Électricité du réseau, moyenne pour 2015 {Can.} | 1 641 * fraction/électricité | BTU | Le réseau canadien moyen utilisé pour le transport se trouve partout au Canada. |
| Paramètres | | | |
| Fraction/gaz | 0,98 | | |
| Fraction/électricité | 1-fraction/gaz | | |

#### *4.8.3.1 Distance moyenne du transport du gaz naturel*

Pour calculer une intensité moyenne, la distance de transport du gaz vers chaque province peut être multipliée par la consommation dans la province. Comme les gazoducs ne sont pas modélisés individuellement, la distance totale de la production à l'utilisation est estimée pour chaque région. Il peut être important de souligner que, bien que les réseaux de gazoducs soient étendus, le gaz ne traverse pas tout le gazoduc et ne parcourt que la distance allant du site d'extraction à la raffinerie. La plupart des provinces qui utilisent beaucoup de gaz naturel en produisent également (ONE, 2017b). On a supposé que la distance de transport pour ces provinces correspondait à la distance entre la région productrice de gaz et la plus grande ville ou à la distance entre deux grandes villes dans les régions productrices de gaz.

**Tableau 77: Distance approximative de transport du gaz naturel pour la production dans la province.**

| Province | Point de départ du gazoduc | Destination | Distance |
|---|---|---|---|
| **C.-B.** | Fort Nelson | Vancouver | 2 858 km* |
| **Alb.** | Edmonton | Calgary | 299 km* |
| **Sask.** | Saskatoon | Regina | 258 km* |
| **Ontario** | Queenston | Toronto | 128 km* |
| **N.-B.** | Elgin | Fredericton | 161 km* |
| **Nouvelle-Écosse** | Panuke (extracôtier) | Halifax | 250 km (Encana Corporation, 2019) |

*Source : Google Maps, cartographie du transport

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse importent également du gaz naturel. Pour évaluer ces répercussions ainsi que celles des autres provinces, on a supposé que le gaz naturel provenait de Calgary, au milieu de la plus grande zone de production au Canada, et qu'il était transporté vers la capitale de la province. Pour les provinces maritimes, on présume que le gaz naturel provient de Goldsboro, en Nouvelle-Écosse.

[10] Une modélisation plus détaillée, effectuée à l'aide du modèle de Choquette-Levy et de ses collaborateurs, améliorerait cet ensemble de données.

**Tableau 78: Distance approximative de transport du gaz naturel importé.1**

| Province | Point de départ du gazoduc | Destination | Distance |
|---|---|---|---|
| **Manitoba** | Calgary | Winnipeg | 1 327 km* |
| **Ontario** | Calgary | Toronto | 3 416 km* |
| **Québec** | Calgary | Québec | 4 837 km* |
| **Nouveau-Brunswick** | Panuke (extracôtier) | Fredericton | 750 km (Encana Corporation, 2019) |
| **Nouvelle-Écosse** | Panuke (extracôtier) | Halifax | 250 km (Encana Corporation, 2019) |

*Source : Google Maps, cartographie du transport

Bien que les distances par rapport à d'autres endroits au Canada, comme Terre-Neuve-et-Labrador, puissent être grandes, entraînant une forte intensité en carbone par MJ, la quantité de gaz utilisée est très faible. Le Nouveau-Brunswick, province ayant la consommation la plus faible parmi toutes les provinces énumérées, ne représente qu'environ 0,3 % du total. Comme les autres provinces et territoires consomment encore moins, leurs répercussions n'ont pas été prises en compte.

En pondérant ces distances en fonction des volumes de consommation et du pourcentage d'approvisionnement local, tirés du document *Production canadienne de gaz naturel commercialisable* de l'Office national de l'énergie, nous obtenons 2 560 km. (Voir la feuille de calcul intitulée *3-9-2 Natural gas weighted transport distance calculations.xlsx* pour obtenir les calculs détaillés pour 2016.) Le gaz naturel qui n'est pas transporté par gazoduc (3 %) est également exporté par pétrolier.

### 4.8.4 Résultats liés à l'intensité en carbone de base de 2016 pour les combustibles gazeux

Dans les sections qui suivent, les résultats liés à l'intensité en carbone de base de 2016 pour les combustibles gazeux sont présentés de l'extraction à la porte de l'usine de traitement (au consommateur) et de l'extraction à la combustion (brûlé). Tous les résultats sont exprimés en grammes d'équivalent $CO_2$ par MJ de combustible (selon le PCS). Les résultats de l'analyse de l'incertitude sont également résumés pour chaque combustible (tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion) afin de fournir une évaluation de la variabilité potentielle et de la fourchette des résultats de l'étude. Enfin, les valeurs canadiennes de l'intensité en carbone de base de 2016 sont comparées aux valeurs de l'intensité en carbone tirées d'autres publications et outils de calcul afin de vérifier l'exactitude générale de nos calculs.

#### *4.8.4.1 Gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs*

Les intensités en carbone de base pour le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs au Canada sont résumées dans les tableaux 79 et 80. Les intensités en carbone moyennes provinciales, du berceau à la porte de l'usine de traitement, pour le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs en Alberta et en Colombie-Britannique sont de 16 g d'éq. $CO_2$/MJ et de 8,5 g d'éq. $CO_2$/MJ, respectivement. L'extraction et le traitement du gaz naturel sont associés à une plus forte intensité en carbone en Alberta en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment le nombre beaucoup plus grand d'opérations entraînant des niveaux élevés d'émissions d'évacuation et d'émissions fugitives, l'utilisation de gaz associé tiré de l'extraction de pétrole brut, qui produit les émissions de GES les plus élevées par unité parmi toutes les sources d'extraction de l'Ouest canadien, et le recours à un réseau électrique à plus forte intensité en carbone pour alimenter les installations de traitement du gaz.

**Tableau 79: Intensité en carbone du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, moyenne provinciale du puits à la porte de l'usine de traitement pour l'Alberta et la Colombie-Britannique**

| Type de ressource | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Gaz naturel, spécifications des gazoducs, données de référence de 2016 {Can.-Alb.}** | **1** | **MJ** | **16** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, classique | 0,217 | MJ | 3,3 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, réservoirs étanches | 0,536 | MJ | 9,2 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, schiste | 0,014 | MJ | 0,3 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, MH | 0,058 | MJ | 0,7 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, associé | 0,174 | MJ | 2,9 | g d'éq. $CO_2$ |
| | | | | |
| **Gaz naturel, spécifications des gazoducs, données de référence de 2016 {Can.-C.-B.}** | **1** | **MJ** | **8,5** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, classique | 0,226 | MJ | 1,8 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, réservoirs étanches | 0,71 | MJ | 6,2 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, schiste | 0,065 | MJ | 0,5 | g d'éq. $CO_2$ |

L'intensité en carbone de base de 2016 pour le gaz naturel moyen au Canada est de 64 g d'éq. $CO_2$/MJ. Plus de 75 % de ces émissions du cycle de vie sont attribuables à la combustion du gaz naturel (50 g d'éq. $CO_2$/MJ), tandis que l'extraction et le traitement en amont représentent environ 22 % des émissions de GES du cycle de vie (14 g d'éq. $CO_2$/MJ).

**Tableau 80: Résultats liés à l'intensité en carbone de base pour le gaz naturel moyen répondant aux spécifications des gazoducs au Canada en 2016.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Gaz naturel, au consommateur, moyenne {Can.}** | **1** | **MJ** | **14** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, données de référence de 2016 {Can.-Alb.} | 0,507 | MJ | 8,1 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, données de référence de 2016 {Can.-C.-B.} | 0,217 | MJ | 1,8 | g d'éq. $CO_2$ |
| Gaz naturel, spécifications des gazoducs, importé, moyenne de 2016 {É.-U.} | 0,28 | MJ | 3,4 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, gazoduc | 0,0492 | tkm | 0,2 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, gazoduc, émissions non attribuables à la combustion | 0,015 | $m^3$ | 0,1 | g d'éq. $CO_2$ |
| Stockage géologique, gaz | 0,03 | $m^3$ | 5,0E-05 | g d'éq. $CO_2$ |
| Distribution, gazoduc, émissions non attribuables à la combustion | 0,015 | $m^3$ | 8,1E-05 | g d'éq. $CO_2$ |
| | | | | |
| **Gaz naturel, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | **1** | **MJ** | **64** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, au consommateur | 1 | MJ | 14 | g d'éq. $CO_2$ |
| Combustion | 1 | MJ | 50 | g d'éq. $CO_2$ |

Comme il est décrit dans la section sur les méthodes, on a pris en compte l'incertitude à l'égard des résultats de l'étude en attribuant des distributions aux données d'entrée en fonction de fourchettes connues ou calculées ou en utilisant une matrice pedigree pour générer des écarts-types. De plus, une évaluation « adaptée à l'objectif » a été menée en ce qui concerne les données de base à l'appui des valeurs d'entrée au moyen d'une matrice pedigree, et l'incertitude a été appliquée aux facteurs de caractérisation du GIEC. Le tableau 81 résume les résultats de l'analyse de l'incertitude relative au gaz naturel répondant aux spécifications des

gazoducs. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance.

Les résultats de l'analyse de l'incertitude touchant le gaz naturel, du berceau à la porte du consommateur, ont révélé une fourchette relativement étroite allant de 14 à 17 g d'éq. $CO_2$/MJ. En ce qui a trait à l'intensité en carbone du cycle de vie complet du gaz naturel, de l'extraction à la combustion, les résultats de l'analyse de l'incertitude ont montré une fourchette légèrement plus grande de résultats possibles, allant d'un minimum de 57 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 75 g d'éq. $CO_2$/MJ, avec une moyenne de 65 g d'éq. $CO_2$/MJ. Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le gaz naturel, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion, l'intégration de données sur l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a eu un effet négligeable sur les résultats.

**Tableau 81: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | Écart-type | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gaz naturel, au consommateur** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 15 | 15 | 0,7 | 4,8 | 14 | 17 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| **Gaz naturel, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 65 | 65 | 4,6 | 7,1 | 57 | 75 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

### *4.8.4.2 Propane*

L'intensité en carbone de base moyenne de 2016 pour le propane au Canada est de 74 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 82). Un peu plus de 82 % des émissions de GES du cycle de vie sont attribuables à la combustion du propane, tandis que les émissions préalables à la combustion représentent un peu moins de 19 % des émissions totales. La production de propane à partir du pétrole brut et du gaz naturel en Alberta est le facteur ayant contribué le plus aux émissions en amont, représentant plus de 14 % des émissions totales.

**Tableau 82: Résultats liés à l'intensité en carbone du propane moyen au Canada en 2016, exprimés en fonction d'un MJ d'énergie provenant du propane, selon le PCS.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **Propane, au consommateur, moyenne {Can.}** | **1** | **MJ** | **13** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Propane, du pétrole brut et du gaz naturel, moyenne {Can.-Alb.} | 0,84 | MJ | 11 | g d'éq. $CO_2$ |
| Propane, du gaz naturel, moyenne {Can.-C.-B.} | 0,122 | MJ | 0,4 | g d'éq. $CO_2$ |
| Propane, importé, moyenne {É.-U.} | 0,037 | MJ | 0,6 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, train, diesel | 0,0382 | tkm | 0,7 | g d'éq. $CO_2$ |
| Transport, camion, diesel | 0,00547 | tkm | 0,7 | g d'éq. $CO_2$ |
| **Propane, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | **1** | **MJ** | **74** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Propane, au consommateur | 1 | MJ | 13 | g d'éq. $CO_2$ |
| Combustion | 1 | MJ | 61 | g d'éq. $CO_2$ |

Le tableau 82 résume les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le propane. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance. Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le propane, du berceau à la porte du consommateur, ont révélé une fourchette relativement large de résultats, allant de 10 à 25 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 83). En ce qui a trait à l'intensité en carbone du cycle de vie complet du propane, de l'extraction à la combustion, les résultats de l'analyse de l'incertitude ont montré une fourchette légèrement plus grande de résultats possibles, allant d'un minimum de 66 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 86 g d'éq. $CO_2$/MJ. Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le propane, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion, l'intégration de données sur l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a augmenté légèrement l'incertitude à l'égard des résultats de l'étude, bien qu'elle soit plus grande au consommateur.

**Tableau 83: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du propane moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | Écart-type | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Propane, au consommateur** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 16 | 15 | 3,7 | 23 | 10 | 25 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| **Propane, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 75 | 75 | 5,3 | 7,0 | 66 | 86 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

### *4.8.4.3 Gaz naturel comprimé*

L'intensité en carbone de base moyenne de 2016 pour le GNC au Canada est de 67 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 84). Environ 75 % des émissions de GES du cycle de vie proviennent de la combustion du GNC, tandis que les émissions préalables à la combustion représentent 25 % des émissions totales. Le principal facteur de différenciation entre le GNC et le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs est le processus de compression supplémentaire requis avant l'utilisation dans un véhicule ou une unité de combustion mobile. L'intensité en carbone de ce processus était fondée sur une valeur moyenne tirée de la documentation et pouvait varier de cette estimation en fonction de la source d'énergie et de l'efficacité des différentes technologies de compression.

**Tableau 84: Résultats liés à l'intensité en carbone du GNC moyen au Canada en 2016.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **GNC, au consommateur, moyenne {Can.}** | **1** | **MJ** | **17** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, au consommateur | 1 | MJ | 14 | g d'éq. $CO_2$ |
| Compression | 1 | MJ | 3,2 | g d'éq. $CO_2$ |
| **GNC, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | **1** | **MJ** | **67** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel comprimé, au consommateur | 1 | MJ | 17 | g d'éq. $CO_2$ |
| Combustion | 1 | MJ | 50 | g d'éq. $CO_2$ |

Le tableau 85 résume les résultats des analyses de l'incertitude pour le gaz naturel comprimé. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée

97,5 % indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance. Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNC, du berceau à la porte du consommateur, ont révélé une fourchette relativement étroite de résultats, allant de 16 à 22 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 85).Tableau 85: En ce qui a trait à l'intensité en carbone du cycle de vie complet du GNC, de l'extraction à la combustion, les résultats de l'analyse de l'incertitude ont montré une fourchette légèrement plus grande de résultats possibles, allant d'un minimum de 62 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 72 g d'éq. $CO_2$/MJ. Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNC, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion, l'intégration de données sur l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a eu un effet négligeable sur l'incertitude globale des résultats.

**Tableau 85: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du GNC moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | Écart-type | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **GNC, au consommateur** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 19 | 19 | 1,6 | 8,5 | 16 | 22 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| **GNC, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 67 | 67 | 2,4 | 3,6 | 62 | 72 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

### *4.8.4.4 Gaz naturel liquéfié*

L'intensité en carbone de base moyenne de 2016 pour le GNL au Canada est de 75 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 86). Environ 66 % des émissions de GES du cycle de vie sont attribuables à la combustion du GNL, tandis que les émissions préalables à la combustion représentent 33 % des émissions totales. Le principal facteur de différenciation entre le GNL et le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs concerne les étapes de traitement supplémentaires en vue de la liquéfaction pour le transport et de la regazéification après le transport. L'intensité en carbone de ces processus était fondée sur des valeurs moyennes tirées de la documentation et pouvait varier de cette estimation en fonction de la source d'énergie et de l'efficacité des différentes technologies associées au GNL.

**Tableau 86: Résultats liés à l'intensité en carbone du GNL moyen au Canada en 2016.**

| | Intrant | Unité | Intensité en carbone | Unité |
|---|---|---|---|---|
| **GNL, au consommateur, moyenne {Can.}** | **1** | **MJ** | **25** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel, au consommateur | 1 | MJ | 14 | g d'éq. $CO_2$ |
| Liquéfaction | 1 | MJ | 8,4 | g d'éq. $CO_2$ |
| Stockage du GNL, moyenne | 0,0245 | m3 | 4,1E-06 | g d'éq. $CO_2$ |
| Regazéification | 1 | MJ | 2,6 | g d'éq. $CO_2$ |
| **GNL, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | **1** | **MJ** | **75** | **g d'éq. $CO_2$** |
| Gaz naturel liquéfié, au consommateur | 1 | MJ | 25 | g d'éq. $CO_2$ |
| Combustion | 1 | MJ | 50 | g d'éq. $CO_2$ |

Le tableau 87 résume les résultats des analyses de l'incertitude pour le gaz naturel liquéfié. La colonne intitulée 2,50 % indique l'écart interquartile de l'incertitude et la colonne intitulée 97,5 %

indique un écart interquartile de 1,5x. CV renvoie au coefficient de variance. Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNL, du berceau à la porte du consommateur, ont révélé une fourchette de résultats allant de 23 à 31 g d'éq. $CO_2$/MJ (tableau 87). En ce qui a trait à l'intensité en carbone du cycle de vie complet du GNL, de l'extraction à la combustion, les résultats de l'analyse de l'incertitude ont montré une fourchette légèrement plus grande de résultats possibles, allant d'un minimum de 71 g d'éq. $CO_2$/MJ à un maximum de 83 g d'éq. $CO_2$/MJ. L'écart potentiel dans la valeur de l'IC pour le GNL est légèrement supérieur à celui du gaz naturel, principalement en raison de l'incertitude associée aux processus de liquéfaction et de regazéification, pour lesquels les données sont fondées sur des sources uniques de données secondaires. Selon les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNL, tant du berceau à la porte du consommateur que du berceau à la combustion, l'intégration de données sur l'incertitude relative aux facteurs de caractérisation du GIEC a eu un effet négligeable sur l'incertitude globale des résultats.

**Tableau 87: Résultats de l'analyse de l'incertitude relative à l'intensité en carbone du GNL moyen au Canada en 2016, y compris l'incertitude quant à l'inventaire du cycle de vie, aux facteurs de caractérisation et à l'adaptation à l'objectif pour les processus unitaires modélisés.**

| Catégorie de répercussions | Unité | Moyenne | Médiane | É.-T. | CV | 2,50 % | 97,5 % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **GNL, au consommateur** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 27 | 27 | 2,0 | 7,6 | 23 | 31 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |
| **GNL, brûlé, processus moyen par MJ {Can.}** | | | | | | | |
| ***Incertitude relative à l'inventaire et aux facteurs de caractérisation*** | | | | | | | |
| GIEC, PRP-100 | g d'éq. $CO_2$ | 77 | 77 | 3,1 | 4,0 | 71 | 83 |
| Intervalle de confiance | 95 | | | | | | |

### *4.8.4.5 Comparaison avec les résultats de la documentation*

La présente étude constitue l'une des recherches les plus récentes et les plus exhaustives visant à quantifier l'intensité en carbone des combustibles gazeux au Canada. Afin de vérifier les résultats pour déterminer s'ils se situent dans une fourchette raisonnable, nous avons comparé les résultats concernant les quatre combustibles avec un certain nombre de sources documentaires et d'autres calculateurs d'émissions de GES pour les combustibles fossiles (tableau 88). La majorité de ces études étaient fondées sur les conditions et les activités aux États-Unis; il n'y avait que des données limitées pour le Canada.

Pour ce qui est du gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs, les intensités en carbone calculées dans la présente étude correspondaient bien à la fourchette des valeurs citées dans la documentation, tant du berceau à la porte du consommateur (avant la combustion) que du berceau à la combustion (cycle de vie complet). Le modèle GREET des États-Unis fournit des valeurs pour le gaz naturel répondant aux spécifications des gazoducs qui sont un peu plus élevées que les valeurs présentées dans notre étude, ce qui s'explique principalement par l'hypothèse du modèle relative aux émissions de combustion plus élevées. Lorsque les émissions de combustion stœchiométrique ont été utilisées au lieu des valeurs publiées du modèle GREET, les résultats liés à l'intensité en carbone du cycle de vie étaient beaucoup plus conformes à ceux de notre étude.

Dans la présente étude, les valeurs de l'intensité en carbone pour le GNC, le GNL et le propane correspondaient également bien à la fourchette de plusieurs valeurs établies dans la documentation, tant au consommateur qu'à la combustion.

**Tableau 88: Comparaison des valeurs de l'intensité en carbone pour les combustibles gazeux, de l'extraction au consommateur (précombustion), établies dans la présente étude avec celles tirées de la documentation**

| Combustible | Présente étude | NETL (É.-U.) | Littlefield et coll. (É.-U.) | GHGen-ius | RLCF (C.-B.) | ICF (É.-U.) | Sapkota et coll. (Can.) | GREET (É.-U.) | GREET (É.-U.) | GREET (É.-U.) * |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Au consommateur*** | | | | | | | | | | |
| Gaz naturel | 14 | 15 | 14 | | | 14-15 | | 14 | | |
| Propane | 13 | | | 11 | | | | 17 | | |
| GNC | 17 | | | 13 | | | | 20 | | |
| GNL | 25 | | | | | | 25-34 | *15* | | |
| | | | | | | | | | | |
| ***À la combustion*** | | | | | | | | | | |
| Gaz naturel | 64 | 63 | 62 | | | 62-63 | | | 70-79 | 64 |
| Propane | 74 | | | 72 | 64 | | | | 74 | |
| GNC | 67 | | | 61 | | | | | 77 | 70 |
| GNL | 75 | | | | 75 | | 76-86 | | 80 | 75 |

**Les valeurs du modèle GREET dans cette colonne présentent les valeurs de combustion stœchiométrique plutôt que les valeurs de combustion par défaut. **Les valeurs de combustion n'étaient pas disponibles pour le NETL, Littlefield et coll. et GHGenius, de sorte que les valeurs de combustion de chaque combustible de la présente étude ont été ajoutées aux valeurs publiées « au consommateur » pour obtenir une estimation de l'intensité en carbone du cycle de vie complet.*

### 4.8.5 Lacunes et limites touchant les données sur l'intensité en carbone des combustibles gazeux canadiens

En compilant l'ICV et en calculant l'intensité en carbone moyenne des combustibles gazeux au Canada, on a relevé un certain nombre de lacunes et de limites touchant les données afin d'éclairer les recherches à venir et les futures mises à jour des modèles.

- **Données de l'ICV sur l'extraction du gaz naturel** – Dans le cadre de la présente étude, les données de l'ICV et les hypothèses sur la gestion des émissions (d'évacuation et de torchage) pour l'extraction du gaz naturel proviennent principalement de sources documentaires, et quelques données primaires ont été recueillies sur les opérations canadiennes en Alberta. La collecte de données auprès des installations d'extraction du gaz naturel de la Colombie-Britannique et de l'Alberta à l'échelle des processus unitaires pourrait améliorer la représentativité de la modélisation de l'intensité en carbone de base.
- **Émissions fugitives** – Les estimations des émissions fugitives provenant de l'extraction et du traitement du gaz naturel étaient principalement fondées sur les valeurs tirées de la documentation et quelques données primaires de l'Alberta portant sur le nombre d'équipement et les taux de fuite. Selon des études plus récentes, les émissions fugitives provenant des activités pétrolières et gazières en amont ont toujours été sous-estimées. Davantage de recherches menées sur le terrain et/ou de meilleures données recueillies auprès des producteurs sur les émissions fugitives pourraient améliorer la représentativité de la modélisation de l'intensité en carbone de base.
- **Bilan massique des activités à mi-parcours** – Les données sur les intrants et les extrants des processus de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada sont limitées, et les meilleures données disponibles utilisées dans la présente étude provenaient des activités de 2011. Des données recueillies à l'échelle des processus

unitaires sur la composition du gaz naturel et les quantités de gaz naturel passant de la tête du puits à l'usine de traitement amélioreraient les résultats, tout comme des données plus détaillées sur les différents produits (c.-à-d. gaz commercialisable, LGN) et la consommation d'énergie et les émissions des installations de traitement. L'élaboration d'un outil de calcul comme le PRELIM pour le traitement du gaz naturel pourrait faciliter les améliorations à cet égard.

- **Données pour la Colombie-Britannique** – À quelques reprises dans le cadre du calcul de l'intensité en carbone de base pour le gaz naturel, on a supposé que les données et l'information pour l'Alberta étaient représentatives des activités de la Colombie-Britannique en raison d'un manque de données sur les réseaux de gaz naturel de la C.-B. La représentativité des résultats pourrait être améliorée si l'on recueillait davantage de données sur les activités liées au gaz naturel en C.-B. Dans certains cas, les données requises peuvent déjà être compilées par la BCOGC, mais elles ne sont peut-être pas accessibles au public.
- **Données de l'ICV sur le GNC et le GNL** – Les marchés du GNC et du GNL sont toujours en développement au Canada, mais devraient croître à court ou à moyen terme. La collecte de données sur la production et l'utilisation du GNC et du GNL au Canada, y compris les intrants et les émissions pour les étapes de traitement supplémentaires requises, et le transport de ces combustibles aux utilisateurs finaux au Canada pourrait contribuer à améliorer l'exactitude des valeurs de l'intensité en carbone de base à l'avenir.

## 4.9 Modes de transport communs

Les camions, les trains et les pétroliers transportent nombre de différents combustibles et font partie intégrante du cycle de vie de la plupart des combustibles modélisés dans la présente étude.

### 4.9.1 Modèle de transport ferroviaire

Les trains servent au transport du charbon, du coke de pétrole et de certains produits de raffinerie. Étant donné que la consommation de diesel des trains est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue, le modèle repose sur des unités de tkm (tonne métrique*kilomètre) pour qu'il puisse s'appliquer à toute filière de combustibles. La méthode utilisée par Nimana et ses collaborateurs (Nimana et coll., 2017) pour calculer la consommation de diesel par kilomètre est un moyen simple d'évaluer les répercussions du transport ferroviaire de combustibles au Canada. Statistique Canada dispose de données sur la quantité de marchandises transportées, la distance parcourue et la consommation de diesel pour 2016 et d'autres années (Statistique Canada, 2016b) (Statistique Canada, 2017). En tout, 1 803 872 000 litres de carburant ont été consommés pour le transport de marchandises en 2016. Au total, 395 888 969 000 tkm de marchandises payées ont été transportées cette année-là, ce qui représente une moyenne de 0,00456 litre par tkm de marchandises transportées. Cette valeur tient compte de la charge moyenne; par conséquent, il n'est pas nécessaire de prendre en considération un voyage de retour à vide. L'Office of Transportation and Air Quality de l'USEPA fournit une valeur approximative de 400 tonnes-milles par gallon ou 0,0065 litre/tkm pour 2009 (USEPA, 2009). Les données de 2007 de l'Association of American Railroads fournissent une moyenne de 436 tonnes-milles par gallon (0,0059 litre/tkm) et une valeur maximale de 518 tonnes-milles par gallon (0,0050 litre/tkm) pour les activités du Canadien Pacifique aux États-Unis (Jackson, 2008). GHGenius utilise pour 2013 des valeurs de

0,00514 litre/tkm pour le Canada et de 0,00559 litre/tkm pour les États-Unis. Le modèle GREET utilise une valeur de 0,0051 litre/tkm.

**Tableau 89: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport ferroviaire avec des modèles similaires.**

| Fonction | Présente étude | USEPA (USEPA, 2009) | Association of American Railroads (Jackson, 2008) | GHGenius | Modèle GREET |
|---|---|---|---|---|---|
| Litres de diesel requis pour transporter une tonne de matériaux sur un kilomètre | 0,00456 l/tkm | 0,0065 l/tkm | 0,0050-<br>0,0059 l/tkm | 0,00514 l/tkm (Canada)<br>0,00559 l/tkm (É.-U.) | 0,0051 l/tkm |

Compte tenu des augmentations annuelles évidentes au chapitre de l'efficience, indiquées par les données de Statistique Canada dans le tableau 90, et du meilleur rendement des expéditeurs canadiens, selon les données de GHGenius, la valeur calculée est conforme aux autres valeurs publiées.

**Tableau 90: Consommation de carburant des trains de marchandises au Canada, par année**

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Diesel, marchandises (1 000 litres)** | 1 954 550 | 1 922 153 | 1 992 089 | 1 926 893 | 1 803 872 |
| **Marchandises payantes (1 000 tkm)** | 371 074 437 | 386 132 246 | 415 461 717 | 411 812 880 | 395 888 696 |
| **Calcul – litres/tkm** | 0,00527 | 0,00498 | 0,00479 | 0,00468 | 0,00456 |

Source : Statistique Canada, 2016b.

Les détails des calculs se trouvent dans le document *Freight train diesel consumption 2016.csv*.

**Tableau 91: Consommation d'énergie et émissions pour le transport ferroviaire, exprimées par tkm de transport**

| Échange | Quantité | Unité | Description |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, train, diesel {Can.} | 1 | Tkm/tkm | |
| Émissions fugitives | | | |
| **Intrants** | | | |
| Combustion, diesel {Can.} | 0,00456 | Litres | |

### 4.9.2 Modèle de transport par camion – grands routiers

Les camions servent au transport du charbon, du coke de pétrole et de certains produits de raffinerie. Étant donné que la consommation de diesel des camions est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue, le modèle repose sur des unités de tkm (tonne métrique*kilomètre) pour qu'il puisse s'appliquer à toute filière de combustibles. Statistique Canada a cessé de recueillir des données sur la consommation de carburant des camions en 2009. Le North American Council for Freight Efficiency (NACFE) fournit des statistiques annuelles sur les parcs de camions nord-américains (NACFE, 2017). Selon le rapport annuel de 2017, en 2016, 4 % des camions de ces parcs étaient alimentés au GNC. Le rendement moyen du carburant est de 7,11 mpg (3,02 km/litre). La consommation de carburant pour le transport par camion est modélisée en fonction du rendement du carburant établi en 2016 par le NACFE et de la masse moyenne de 9 250 kg et de la distance moyenne de 473 km définies par Statistique Canada pour les expéditions nationales de 2016, ce qui permet d'obtenir une consommation de carburant de 0,0358 litre par tkm.

$$\frac{1}{3{,}02 \text{ km/litre} \times 9{,}25 \text{ tonnes}} = 0{,}0358 \text{ litre/tkm.}$$

Bien que la réglementation canadienne limitant les émissions de GES ait une incidence sur les ventes de véhicules neufs, les véhicules utilisés au cours d'une année donnée ne seront pas tous de la même année de modèle, ce qui limite l'utilité de la réglementation pour prévoir les émissions de GES ou la consommation de carburant. Statistique Canada fournit le total des tonnes-kilomètres de marchandises (Statistique Canada, 2016a), et Transports Canada fournit des données sur le diesel pour le transport routier (Transports Canada, 2018), mais la consommation de carburant n'est pas répartie entre les automobiles, les camions et les parcs d'autobus; par conséquent, il n'est pas possible de faire un inventaire descendant. Selon le Rapport d'inventaire national, en 2016, les émissions des véhicules lourds à moteur diesel utilisés pour le transport de combustibles s'élevaient à 45 800 kt d'éq. $CO_2$ (ECCC, 2018d). Ce chiffre a été calculé à partir des valeurs de 2 680,5 kg d'éq. $CO_2/m^3$ (Tobin, 2017) tirées du rapport inédit d'ECCC intitulé *Updated $CO_2$ Emission Factors for Gasoline and Diesel Fuel*. Malheureusement, les données de Statistique Canada ne peuvent pas être ventilées de la même façon.

Ces résultats sont bien en deçà des résultats attendus pour le modèle de transport par camion, comme le montre le tableau 92.

**Tableau 92: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport par camion avec des modèles similaires.**

| Fonction | Présente étude | GHGenius | Modèle GREET | Ecoinvent (Weidema et coll., 2013) |
|---|---|---|---|---|
| Litres de diesel requis pour transporter une tonne de matériaux sur un kilomètre | 0,0358 l/tkm | 0,0516 l/ tkm | 0,0236 l/tkm | 0,0226 - 0,231 l/tkm |

**Tableau 93: Consommation d'énergie et émissions pour le transport par camion, exprimées par tkm de transport**

| Échange | Quantité | Unité | Description |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, camion {Can.} | 1 | Tonne-km | |
| Émissions fugitives | | | |
| **Intrants** | | | |
| Combustion, diesel | 0,0358 | Litres | |

### 4.9.3 Consommation d'énergie et émissions des pétroliers

Une très petite quantité de pétrole brut est transportée par pétrolier au Canada, principalement à partir de sites extracôtiers. Une bonne partie du pétrole brut importé au Canada est transportée par pétrolier. La Garde côtière canadienne a fourni des données sur les expéditions et les importations réelles de pétrole brut au Canada en 2016 (voir l'Annexe D. Outil d'inventaire des émissions des navires (OIEN) du Canada pour 2015). Ces données ont été analysées et, même si la distance parcourue, l'efficience et les émissions variaient considérablement, elles reflètent la pratique réelle. Malgré tout, plusieurs valeurs aberrantes ont été omises des données, comme un trajet de six kilomètres d'un poste de mouillage à un autre qui a duré cinq jours.

La consommation moyenne de carburant pour les importations de pétrole brut était de 0,0637 MJ/tkm, avec un écart-type de 0,099 MJ/tkm. Les émissions étaient de 4,78 g d'éq. $CO_2$/tkm, de 2,45 g de $CH_4$/tkm et de 1,73 g de $N_2O$/tkm, avec des écarts-types tout aussi importants. Les trajets plus courts entraînaient une consommation de carburant plus intensive, avec une moyenne de 0,816 MJ/tkm et un écart-type de 0,99. Le tableau 94 compare ces valeurs avec celles d'autres modèles, indiquant que les importations correspondent sensiblement aux valeurs utilisées dans ces modèles, mais que les expéditions extracôtières plus courtes affichent un rendement inférieur aux valeurs établies antérieurement.

**Tableau 94: Comparaison des besoins en énergie du modèle de transport par pétrolier avec des modèles similaires.**

| Fonction | Présente étude (importations, échelle internationale) | Présente étude (extracôtier, côtier) | Fédération maritime du Canada | GHGenius | Modèle GREET |
|---|---|---|---|---|---|
| MJ de carburant requis pour transporter une tonne de matériaux sur un kilomètre | 0,0637 MJ/tkm, É.-T. : 0,099 | 0,816 MJ/tkm, É.-T. : 0,99 | 0,164 MJ/tkm | 0,06 MJ/tkm | 0,133 MJ/tkm |

**Tableau 95: Consommation d'énergie et émissions pour le transport international par pétrolier, exprimées par tkm de transport**

| Échange | Quantité | Unité | Incertitude |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, pétrolier, diesel {Can.} | 1 | tkm | |
| Dioxyde de carbone, fossile | 4,78E-6 | t | Distribution normale et écart-type de 7,4E-6 |
| Méthane, fossile | 2,45E-10 | t | Distribution normale et écart-type de 5,4E-10 |
| Oxyde nitreux | 1,73E-10 | t | Distribution normale et écart-type de 2,3E-10 |
| **Intrants** | | | |
| Diesel, processus moyen de combustion par MJ {Can.} | 0,0637 | MJ | Distribution normale et écart-type de 0,099 |

**Tableau 96: Consommation d'énergie et émissions pour le transport côtier par pétrolier, exprimées par tkm de transport**

| Échange | Quantité | Unité | Incertitude |
|---|---|---|---|
| **Extrants** | | | |
| Transport, pétrolier, diesel {Can.} | 1 | tkm | |
| Dioxyde de carbone, fossile | 6,12E-5 | t | Distribution normale et écart-type de 7,5E-5 |
| Méthane, fossile | 4,02E-9 | t | Distribution normale et écart-type de 5,9E-9 |
| Oxyde nitreux | 1,89E-9 | t | Distribution normale et écart-type de 2,1E-9 |
| **Intrants** | | | |
| Diesel, processus moyen de combustion par MJ {Can.} | 0,816 | MJ | Distribution normale et écart-type de 0,99 |

## 4.10 Combustion

Les facteurs d'émission et les PCS associés à la combustion de combustibles ont été fournis par ECCC et provenaient à l'origine des dernières données publiées dans le Rapport d'inventaire national du Canada. Par l'entremise d'une communication personnelle avec un représentant du RIN du Canada, ECCC a obtenu les facteurs d'émission en g/L et les PCS en MJ/L établis en 2016 pour les combustibles fossiles liquides pertinents. Ces facteurs d'émission liés à la combustion étaient fondés sur la moyenne des technologies de combustion les plus couramment utilisées pour chaque combustible, ce qui, dans le cas des combustibles liquides, sert au secteur des transports. Des données et des calculs plus détaillés concernant les facteurs d'émission liés à la combustion sont résumés dans le *Combustion Emissions Workbook* (cahier des émissions de combustion), qui est fourni en annexe au présent rapport, en plus des fiches de données pertinentes. De manière générale, pour déterminer les facteurs d'émission, on a estimé les ratios des principaux secteurs/utilisateurs finaux pour les combustibles fossiles liquides, en établissant un lien entre un secteur/utilisateur final donné et un facteur d'émission (ou un groupe de facteurs d'émission) et en calculant un facteur d'émission moyen pondéré pour chaque combustible fossile. En ce qui a trait aux autres combustibles fossiles (c.-à-d. les combustibles gazeux et solides), le représentant du RIN du

Canada a fourni les facteurs d'émission et les PCS établis en 2016, et les facteurs d'émission ont été sélectionnés à partir de ces données compte tenu de l'utilisation finale la plus courante. Dans le cas du charbon, il y a à la fois de multiples sources de charbon ayant différents facteurs d'émission de GES et de multiples facteurs d'émission de GES pour différents types de méthodes de combustion du charbon. Le tableau 62 de la section 4.7.7.2 présente un résumé des facteurs d'émission liés à la combustion du charbon.

Comme les données sur les facteurs d'émission sont présentées par volume de combustible, des données supplémentaires sur la densité et les pouvoirs calorifiques de chaque combustible ont été utilisées pour convertir les émissions de GES en fonction des pouvoirs calorifiques inférieur et supérieur du combustible. Les émissions de chaque gaz sont présentées dans le tableau 97. Notez que le mazout pour poêles se nomme également « huile de chauffage nº 1 », qui a les mêmes caractéristiques que le kérosène. Comme le GNC et le GNL sont des formes comprimées de gaz naturel, on a supposé qu'ils entraînaient les mêmes émissions que le gaz naturel. Les facteurs d'émission des combustibles gazeux ont été convertis en masse à l'aide de la densité du gaz naturel et de son PCS. La densité et le PCS des combustibles fossiles sont présentés dans le tableau 98. Ces données sont tirées principalement des données du RIN du Canada fournies par ECCC, qui sont complétées par les données du modèle GREET de 2018 et par celles de l'Energy et Fuel Data Sheet de l'Université de Birmingham, au Royaume-Uni (ANL, 2018; ECCC, 2018d; Staffel, 2011). Les émissions de combustion utilisées pour calculer les IC finales des combustibles fossiles, ainsi que les points de comparaison et de référence, sont présentées dans le tableau 99.

**Tableau 97: Résumé des facteurs d'émission de GES des combustibles fossiles utilisés pour calculer l'intensité en carbone (Source : RIN du Canada, 2019).**

| Combustible | $CO_2$ | Unité | $CH_4$ | Unité | $N_2O$ | Unité | éq. $CO_2$* | Unités |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Essence | 2 307 | g $CO_2$/L | 0,516 | g $CH_4$/L | 0,118 | g N2O/L | 2 354 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Diesel | 2 681 | g $CO_2$/L | 0,106 | g $CH_4$/L | 0,213 | g N2O/L | 2 568 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Carburant aviation | 2 560 | g $CO_2$/L | 0,022 | g $CH_4$/L | 0,071 | g N2O/L | 2 579 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Mazout lourd | 3 156 | g $CO_2$/L | 0,143 | g $CH_4$/L | 0,070 | g N2O/L | 3 179 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Mazout léger | 2 753 | g $CO_2$/L | 0,031 | g $CH_4$/L | 0,012 | g N2O/L | 2 757 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Kérosène | 2 560 | g $CO_2$/L | 0,009 | g $CH_4$/L | 0,028 | g N2O/L | 2 568 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Mazout pour poêles | 2 560 | g $CO_2$/L | 0,009 | g $CH_4$/L | 0,028 | g N2O/L | 2 568 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Gaz naturel | 1 938 | g $CO_2$/L | 0,037 | g $CH_4$/L | 0,033 | g N2O/L | 1 948 | g d'éq. $CO_2$/L |
| GNC | 1 938 | g $CO_2$/L | 0,037 | g $CH_4$/L | 0,033 | g $N_2O$/L | 1 948 | g d'éq. $CO_2$/L |
| GNL | 1 938 | g $CO_2$/L | 0,037 | g $CH_4$/L | 0,033 | g $N_2O$/L | 1 948 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Propane | 1 515 | g $CO_2$/L | 0,024 | g $CH_4$/L | 0,108 | g $N_2O$/L | 1 544 | g d'éq. $CO_2$/L |
| Coke de pétrole | 3 778 | g $CO_2$/L | 0,12 | g $CH_4$/L | 0,027 | g $N_2O$/L | 3 789 | g d'éq. $CO_2$/L |

*5RE GIEC, GWP-100

**Tableau 98: Pouvoirs calorifiques et densité des combustibles fossiles**

| Pouvoirs calorifiques et densité | PCI | Unités | PCS | Unités | Densité | Unités |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Essence | 43,5 | MJ/kg | 44,7 | MJ/kg | 2 836 | g/gal |
| Diesel | 42,8 | MJ/kg | 45,3 | MJ/kg | 3 206 | g/gal |
| Carburant aviation | 43,3 | MJ/kg | 47,2 | MJ/kg | 2 998 | g/gal |
| Mazout lourd | 39,0 | MJ/kg | 43,4 | MJ/kg | 0,98 | [kg/L] |
| Mazout léger | 38,4 | MJ/kg | 40,4 | MJ/kg | 0,96 | [kg/L] |
| Kérosène | 43,1 | MJ/kg | 47,1 | MJ/kg | 0,8 | $g/cm^3$ |
| Mazout pour poêles | 43,1 | MJ/kg | 47,1 | MJ/kg | 0,8 | $g/cm^3$ |
| Gaz naturel | 47,1 | MJ/kg | 52,2 | MJ/kg | 22 | $g/pi^3$ |
| Gaz naturel comprimé* | 47,1 | MJ/kg | 52,2 | MJ/kg | ** | ** |
| Gaz naturel liquéfié* | 47,1 | MJ/kg | 52,2 | MJ/kg | ** | ** |
| Propane | 46,3 | MJ/kg | 50,2 | MJ/kg | 1 920 | g/gal |
| Coke de pétrole | 29,5 | MJ/kg | 33,1 | MJ/kg | 1 400 | $kg/m^3$ |

*À 1 atm et à 32 °F

**Ne s'applique pas par volume, seulement par masse

**Tableau 99: Émissions de combustion des combustibles fossiles**

| Comparaison avec d'autres sources | PCI | PCS | Valeurs de référence provisoires d'ECCC | ECCC, 2018a | Fiches de données sur l'énergie et le combustible | Unités |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Essence | 73,2 | 70,4 | 68,7 | 71,7 | 70,8 | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Diesel | 75,8 | 71,5 | 74,2 | 71,7 | 74,3 | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Carburant aviation | 75,3 | 69,0 | 74,2 | 74,3 | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Mazout lourd | 83,4 | 74,8 | 75,2 | 75,2 | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Mazout léger | 74,8 | 71,1 | 71,8 | 71,2 | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Kérosène | 75,0 | 68,1 | 68,2 | 68,1 | 72,0 | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Mazout pour poêles | 75,0 | 68,1 | - | - | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Gaz naturel | 53,2 | 48,0 | - | 46,9 | 56,9 | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Gaz naturel comprimé | 53,2 | 48,0 | - | - | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Gaz naturel liquéfié | 53,2 | 48,0 | - | - | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Propane | 66,5 | 60,5 | - | - | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
| Coke de pétrole | 91,9 | 81,7 | - | 84,5 | - | (g d'éq. $CO_2$/MJ) |

## 4.11 Quantification de la qualité des données et de l'incertitude

En pratique, toutes les données utilisées dans une ACV ou une étude sur l'intensité en carbone du cycle de vie sont constituées de données mesurées, estimées et calculées. Pour évaluer la qualité des données utilisées pour modéliser les filières de combustibles, des indicateurs de la qualité des données (IQD) sont appliqués afin d'évaluer chaque flux et chaque filière associée à l'aide d'une approche matricielle liée à la qualité des données. Les cotes ainsi établies sont également utilisées pour évaluer l'incertitude des données et, par la suite, l'incertitude du modèle et des résultats.

La prise en compte de l'incertitude est un aspect important de l'élaboration de l'Outil de modélisation de l'ACV des combustibles, étant donné que cette information fournit un contexte approprié pour la prise de décisions au moment de l'évaluation de l'intensité en carbone potentielle des filières de combustibles de remplacement et qu'elle influe sur le processus de

modélisation en soi. Le modèle conceptuel a été élaboré de façon à inclure des capacités d'analyse de l'incertitude en ce qui a trait aux valeurs d'entrée, aux choix de modélisation et à la propagation et à l'interprétation de l'incertitude. Pour les utilisateurs avancés qui cherchent à éclairer les décisions stratégiques, l'information sur l'incertitude peut être particulièrement utile pour sélectionner, parmi plusieurs options, une filière de combustibles privilégiée, et ce, d'une manière transparente et justifiable. Cela peut comprendre des décisions comparatives entre les différentes filières disponibles ou la comparaison des variations potentielles de l'intensité en carbone pour une seule filière afin de définir les cibles réglementaires.

Le modèle distingue deux types d'incertitude : paramètres et modèle. L'incertitude des paramètres concerne l'incertitude relative aux valeurs d'entrée. Dans le cas des modèles d'ACV, il s'agit de la quantité d'un flux. Par exemple, il y a l'incertitude quant au nombre de kWh d'électricité requis dans un certain processus de conversion de combustible ou l'incertitude quant à la quantité de carbone émis pendant la combustion d'un combustible. L'incertitude des données d'inventaire peut découler d'un manque de connaissances d'un certain système ou de la variabilité des données. L'incertitude des émissions de combustion, par exemple, peut découler des différences au chapitre de la technologie des moteurs, des installations de traitement et/ou des températures atmosphériques le jour de la mesure des émissions. Plus l'inventaire peut tenir compte de la variabilité, moins il y a d'incertitude, quoique cela rende également les résultats moins généralisables. Prenons, par exemple, l'inventaire d'une certaine culture pour laquelle la production et le rendement peuvent varier selon le type de sol et les pratiques agricoles. Un inventaire moyen par kg de récolte combinerait la gamme d'intrants représentant les différents types de sol et les différentes pratiques agricoles. L'incertitude est alors est en partie attribuable à cette variabilité. Une autre approche consiste à créer plusieurs versions de l'inventaire pour tenir compte des deux sources de variabilité, soit le type de sol et les pratiques agricoles. Dans le cas de quatre types de sol différents et de cinq pratiques agricoles différentes, il pourrait y avoir 20 processus différents.

L'incertitude des paramètres a été appliquée à l'adaptation à l'objectif des données sous-jacentes. Cela tient compte de l'utilisation de données qui ne sont pas idéales, puisqu'elles concernent une technologie, une période ou un emplacement géographique différent. Souvent, l'inventaire du cycle de vie est tiré de multiples études où l'inventaire le plus représentatif et généralisable est obtenu à partir d'une combinaison de renseignements. Par conséquent, un modèle d'ACV, pour des raisons pragmatiques, doit équilibrer la variabilité afin que l'inventaire soit suffisamment représentatif et applicable. L'incertitude attribuable au manque de connaissances est incluse dans l'incertitude des paramètres.

L'incertitude des paramètres des filières de combustibles fossiles a été modélisée de l'une des deux façons indiquées dans les arbres de décision figurant à l'annexe B du rapport sur l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). Lorsqu'une fourchette de valeurs est disponible en fonction de différentes raffineries et de différents rapports ou calculs, la fourchette complète est utilisée au moyen d'une distribution uniforme. Lorsqu'aucune fourchette n'est connue, la matrice pedigree est appliquée en tant que méthode bayésienne d'évaluation de la probabilité.

L'exception à cette hiérarchie est la modélisation des pipelines de liquides où une distribution réelle était disponible. Dans ce cas, une distribution log-normale a été appliquée, compte tenu d'un écart-type géométrique calculé à partir des divers pipelines.

Les données sur l'incertitude relative aux facteurs d'émission liés à la combustion ont été soit tirées des données du RIN du Canada, soit calculées en l'absence de données du RIN. En ce qui concerne les combustibles pour lesquels des facteurs d'émission ont été fournis pour divers types de technologies (p. ex. différents types de véhicules à essence), un facteur d'émission minimal et maximal pour chaque GES (c.-à-d. $CO_2$, $CH_4$, $N_2O$) a été obtenu en fonction des valeurs élevées et faibles figurant dans le tableau des facteurs d'émission pour ce type de technologie. Les valeurs pour le transport maritime, le transport ferroviaire et le transport hors route ont été exclues de ce processus en raison de la différence d'ampleur importante. Lorsque ces facteurs d'émission élevés et faibles n'étaient pas disponibles, nous avons calculé un facteur d'émission minimal et maximal en appliquant une fourchette de +/- 2,5 % en vue d'une distribution uniforme. Les paramètres d'incertitude pour les émissions de combustion sont fournis dans le cahier des émissions de combustion, qui est fourni en annexe au présent rapport, ainsi que dans les fiches de données pertinentes.

L'incertitude a également été appliquée aux facteurs de caractérisation du GIEC pour déterminer l'influence sur les résultats globaux de l'étude. Les valeurs minimales et maximales des facteurs de caractérisation ont été tirées du 5RE GIEC (GIEC, 2013, annexe 8A, tableau 8A1*)*. Les fourchettes d'incertitude concernant les facteurs de caractérisation sont fournies dans l'annexe du rapport sur l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019).

# 5. Interprétation

## 5.1 Interprétation

Il s'agit de la première étude exhaustive et transparente sur les combustibles fossiles au Canada qui applique une incertitude dans le calcul de l'intensité en carbone. Elle comprend une modélisation détaillée du pétrole brut canadien et de 13 raffineries canadiennes, couvrant l'ensemble des technologies utilisées au Canada. Lorsque des données propres aux installations n'étaient pas disponibles pour créer des inventaires à l'échelle des processus unitaires, dans la plupart des cas, on a utilisé des données canadiennes composites annuelles réelles. L'incertitude a été appliquée, à l'échelle des processus unitaires, aux quantités d'intrants, d'émissions et de produits ainsi qu'à l'adaptation à l'objectif des données sous-jacentes et, à l'échelle des répercussions, aux facteurs de caractérisation.

Les résultats présentés concordent bien avec les données publiques du Canada, des États-Unis et d'ailleurs. L'incertitude des résultats peut surprendre certains lecteurs, car la variabilité des extrants des raffineries est beaucoup plus élevée que ne le montrent de nombreuses études. Bien que l'étude souligne un certain nombre de domaines où le fait de combler les lacunes en matière de données réduirait l'incertitude, cette variabilité d'une raffinerie à l'autre ne devrait pas diminuer au fil du temps. L'incertitude à l'égard des catégories de répercussions a eu une incidence minimale sur les résultats.

## 5.2 Qualité des données

Les indicateurs de la qualité des données sont la fiabilité, l'exhaustivité, la représentation temporelle, la représentation géographique et la corrélation technique des données sous-

jacentes utilisées dans le modèle avec la réalité du système. Ils sont présentés dans le tableau 100.

**Tableau 100: Évaluation de la qualité des données**

| Exigence relative à la qualité des données | Explication |
|---|---|
| **Couverture temporelle** | Les données ont été recueillies auprès de diverses sources, comme il a été mentionné dans les sections précédentes. Tous les efforts ont été déployés pour que ces données représentent les conditions de 2016. Les intensités en carbone de l'électricité fournies par ECCC portent sur l'année 2016, et certaines des données de la modélisation du gaz naturel se rapportent aux années antérieures, dont les données de 2011 de Clearstone qui ont été utilisées pour modéliser le traitement du gaz naturel (comme il est souligné dans les documents sur la filière du gaz naturel). Les données de l'inventaire sur l'extraction du charbon datent également de plusieurs années avant 2016, et la couverture temporelle pourrait être améliorée grâce à des données plus récentes. Les données représentent une année complète de production. Par conséquent, la couverture temporelle est considérée comme adéquate pour toutes les données de l'inventaire. |
| **Couverture géographique** | Les données primaires recueillies dans le cadre de la présente étude représentent les activités canadiennes et couvrent adéquatement les activités régionales et provinciales comme l'extraction, le prétraitement et le raffinage. La couverture géographique est généralement considérée comme adéquate pour toutes les données de l'inventaire. Même si une bonne partie des données de l'inventaire et des facteurs d'émission utilisés pour modéliser l'extraction et le traitement du gaz naturel étaient représentatifs des conditions canadiennes, certains points de données clés concernant l'extraction du gaz naturel ont été tirés de Skone et coll. (2016) et sont fondés sur les conditions moyennes aux États-Unis. |
| **Couverture technologique** | Les technologies utilisées actuellement dans le cadre de l'extraction, du prétraitement, du transport, du raffinage, du mélange et de la combustion des combustibles au Canada sont prises en compte dans l'étude. Il convient de noter qu'il s'agit d'un instantané de ces technologies telles qu'elles existaient en 2016, puisque celles-ci évoluent et s'améliorent au fil du temps. Ainsi, la couverture technologique est considérée comme bonne pour les données de l'inventaire utilisées dans l'étude. |
| **Précision** | Étant donné que les données primaires ayant servi à la modélisation étaient fondées sur les renseignements primaires tirés des données canadiennes réelles déclarées et que, pour la plupart des processus, ces données étaient disponibles en ce qui a trait aux technologies, aux intrants énergétiques, aux intrants de matières et aux activités connexes, la précision est considérée comme élevée. Comme aucune donnée mesurée n'a été recueillie, il est impossible d'évaluer la variabilité et la précision associées aux appareils de mesure. |
| **Exhaustivité** | Tous les flux de matières ont été modélisés à l'aide de données primaires ou secondaires, et leur bilan massique et énergétique a été vérifié. Par conséquent, l'exhaustivité des données est considérée comme suffisante dans le cadre de l'étude.<br><br>L'étude ne comprend pas l'évaluation de catégories de répercussions supplémentaires (p. ex. autres répercussions sur la qualité de l'eau et de l'air), ce qui peut limiter l'utilité |

| | |
|---|---|
| | des résultats dans la prise de décisions internes. L'étude ne comprend pas non plus l'évaluation des effets de la toxicité, comme les indicateurs de toxicité pour les humains (cancérogène ou non) et d'écotoxicité, car la précision des facteurs de caractérisation actuels de l'ACV se situe entre 100 et 1 000 (Rosenbaum et coll., 2008). Bien qu'il s'agisse d'une amélioration importante par rapport aux modèles existants de caractérisation de la toxicité, ces effets sont grandement supérieurs aux autres répercussions abordées dans l'étude. De plus, compte tenu des limites des modèles de caractérisation pour chacun de ces facteurs, les résultats liés à la toxicité ne devraient pas servir à faire des affirmations comparatives; la présente étude est une analyse comparative. |
| **Représentativité** | Tous les intrants de matières et intrants énergétiques ont été modélisés à l'aide de sources de données primaires pour le Canada en 2016, lorsqu'elles étaient accessibles. Des sources de données supplémentaires ont été utilisées conformément à l'ordre de préférence établi dans la section ci-dessus en ce qui a trait à la qualité des données. Ainsi, les données reflètent en grande partie les activités canadiennes de 2016 pour les filières modélisées. Il importe de souligner que les intensités en carbone de l'électricité datent de 2015 et que certaines données ayant servi à la modélisation du gaz naturel sont également antérieures à 2016 (comme indiqué dans la section sur le gaz naturel). Par conséquent, la représentativité est considérée comme adéquate dans le cadre de l'étude. |
| **Cohérence** | Toutes les données secondaires sont considérées comme intrinsèquement cohérentes, car elles ont été modélisées selon les mêmes lignes directrices et principes de modélisation que ceux énoncés dans le présent rapport. Dans le cadre de l'étude, tous les efforts ont été déployés pour inclure tous les flux pertinents associés aux filières de combustibles étudiées. Un seuil de 1 %, fondé sur la masse et l'énergie, a été appliqué à l'analyse pour tenir compte des catalyseurs et des autres matières en petite quantité. Par conséquent, la cohérence est généralement considérée comme adéquate. Bien que les sources secondaires utilisées aient été considérées comme intrinsèquement cohérentes, le fait de se fier à un ensemble de sources secondaires comporte des limites sur le plan de la cohérence relative. Par exemple, il y a des incohérences au chapitre de l'approche de modélisation entre l'étude qui a fourni les facteurs d'émission liés à l'électricité au Canada et la présente étude. |
| **Reproductibilité** | Bien que toutes les données utilisées dans le cadre de l'étude soient accessibles au public, certaines, comme celles de l'AER et de Wood Mackenzie, doivent être achetées et, par conséquent, pourraient ne pas être accessibles aux fins de reproduction de la présente étude. Néanmoins, tous les efforts ont été déployés pour documenter les hypothèses et les intrants utilisés dans la modélisation de ces filières afin d'assurer la reproductibilité des résultats sans avoir accès aux données primaires. Si une équipe d'étude hypothétique achetait les mêmes données en plus d'utiliser les données gratuites ayant servi à l'étude, la description de la méthodologie dans le présent rapport offrirait des directives suffisantes pour reproduire les résultats présentés. Par conséquent, la reproductibilité est considérée comme bonne. |
| **Sources** | Dans la présente étude, les sources de données sont exhaustives et documentées tout au long du rapport, dans la section de la bibliographie et à l'annexe A sur les résumés des sources de données. |

| | |
|---|---|
| **Incertitude** | L'incertitude des intrants et la variabilité des données ont été jugées modérées, et la précision du modèle est considérée comme bonne. La principale source de variabilité et d'incertitude dans l'étude concerne les lacunes au chapitre des données sur l'extraction, le prétraitement, le raffinage et le transport, comme il est mentionné tout au long du rapport. Une analyse de l'incertitude a été effectuée pour toutes les données de l'inventaire, et les résultats de cette analyse sont abordés dans la section sur l'incertitude. |

Bien que tous les efforts aient été déployés afin d'élaborer des modèles complets pour chaque filière de combustibles, les travaux menés représentent la première étape vers l'élaboration d'une base de données et d'un modèle complets pour l'intensité en carbone des combustibles fossiles au Canada. Un grand nombre de filières ont été modélisées de manière assez détaillée en peu de temps; toutefois, le degré d'exhaustivité du rapport n'est pas comparable à celui des bases de données et des outils commerciaux et institutionnels établis pour la modélisation de l'intensité en carbone des combustibles. Ces autres outils (p. ex. modèle GREET) et bases de données (p. ex. ecoinvent) ont été élaborés et précisés au fil des ans et comprennent les émissions de GES d'un certain nombre d'activités du cycle de vie qui ne sont pas incluses dans la présente itération de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pour les combustibles fossiles (infrastructure, intrants chimiques, intrants de matières, traitement des eaux usées, etc.).

Pour ce qui est de la cohérence, le fait de se fier à différentes études indépendantes pour établir l'inventaire et les calculs des IC dans le cadre de la présente étude impose des limites. Des incohérences relatives entre ces études de base pourraient influer sur la cohérence globale de la modélisation et la fiabilité des résultats. Cela concerne particulièrement le gaz naturel, puisque les données de base sur les émissions d'évacuation et de torchage et les autres émissions de la chaîne d'approvisionnement ont été tirées d'une combinaison d'études portant sur différentes régions géographiques et périodes. Le degré de cohérence devrait constituer un aspect à améliorer dans les futures mises à jour de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.

### 5.2.1 Incertitude

Comme il est mentionné ci-dessus, une incertitude a été appliquée aux quantités d'intrants et d'émissions et à l'adaptation à l'objectif des données connexes, soit en fonction de la variabilité du processus, soit au moyen de la matrice pedigree décrite dans le rapport sur l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). Une incertitude a également été appliquée aux facteurs de caractérisation fondés sur le rapport du GIEC de 2013, comme le montre l'annexe F du rapport sur l'étape clé 1.

*Incertitude de l'inventaire du cycle de vie*

Les résultats de l'évaluation de l'incertitude sont illustrés dans les diagrammes en violon ci-dessous en ce qui a trait à l'IC du DBPC (figure 23) et à l'IC du DBC (figure 24). Ils concernent uniquement l'incertitude à l'égard des données de l'inventaire. Chaque « violon » peut être vu comme une courbe de densité de probabilité qui est inversée. La largeur du violon, à toute valeur donnée, est proportionnelle à la probabilité de cette valeur; les valeurs dans les parties les plus larges du violon sont plus probables que celles se trouvant aux extrémités de la distribution. Il y a une probabilité de 90 % que la valeur se situe dans l'enveloppe extérieure plus pâle, tandis que le noyau plus foncé indique la limite de confiance de 50 %.

Les IC sont fortement concentrées autour de la valeur médiane de l'IC, comme l'indique la forme de la distribution de l'incertitude dans les diagrammes en violon. Cela indique que les sources d'incertitude dans l'analyse ne font pas dévier les résultats de la valeur médiane calculée.

L'incertitude en amont, ou « au consommateur », est nettement plus faible pour le charbon, le coke de pétrole et les combustibles gazeux que pour les combustibles fossiles liquides. Cela s'explique principalement par la modélisation plus complexe requise pour l'extraction et le raffinage du pétrole brut, qui est plus susceptible d'entraîner la variabilité des résultats. En ce qui concerne la combustion, la dispersion autour de la moyenne est généralement plus grande pour tous les combustibles, plus particulièrement pour le charbon, ce qui est attribuable au niveau élevé d'incertitude relative aux émissions de combustion du charbon. Ces émissions dépendent fortement du type de charbon brûlé et du rendement de l'appareil de combustion, lequel n'a pas été modélisé précisément dans l'analyse, ce qui entraîne un niveau d'incertitude élevé. Les sous-sections sur les filières de combustibles de la section 4 discutent plus en détail de l'analyse de l'incertitude propre à chaque filière de combustibles.

En général, le transport est considéré comme l'une des parties les plus incertaines d'une filière, car tout peut avoir une incidence sur lui, des conditions météorologiques aux droits d'importation. Les mesures d'efficience modifient également les répercussions du transport sur une base annuelle, comme on l'analyse dans les sections ci-dessus. De plus, le type de véhicule peut influer sur les répercussions. La qualité des données disponibles pour chacun des modes de transport et l'application de ces modes ont été analysées soit en fonction d'une fourchette, comme le décrivent les sections ci-dessus, soit au moyen de la matrice pedigree.

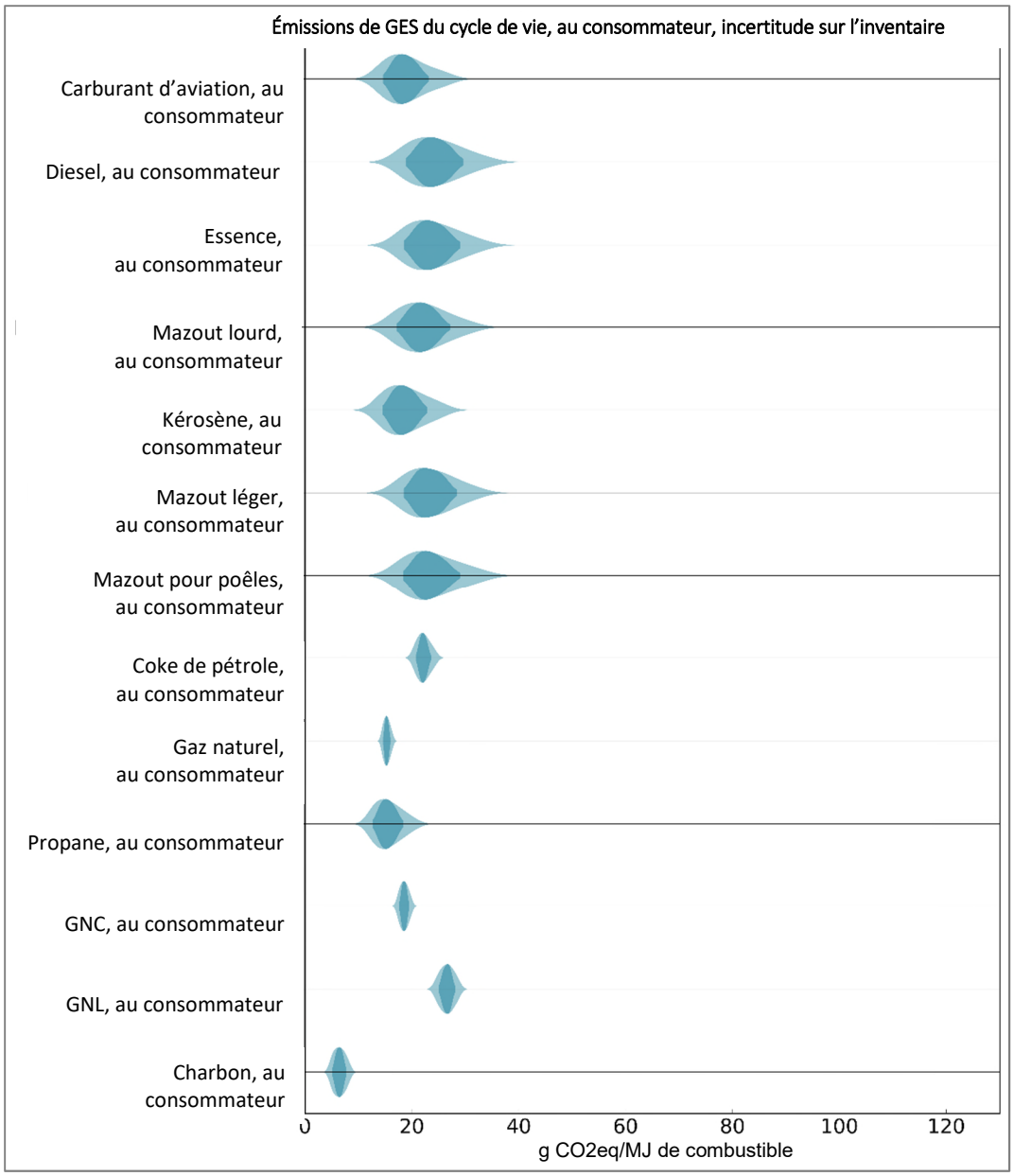



**Figure 23 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à l'inventaire du cycle de vie pour l'IC des combustibles, du berceau à la porte du consommateur.**

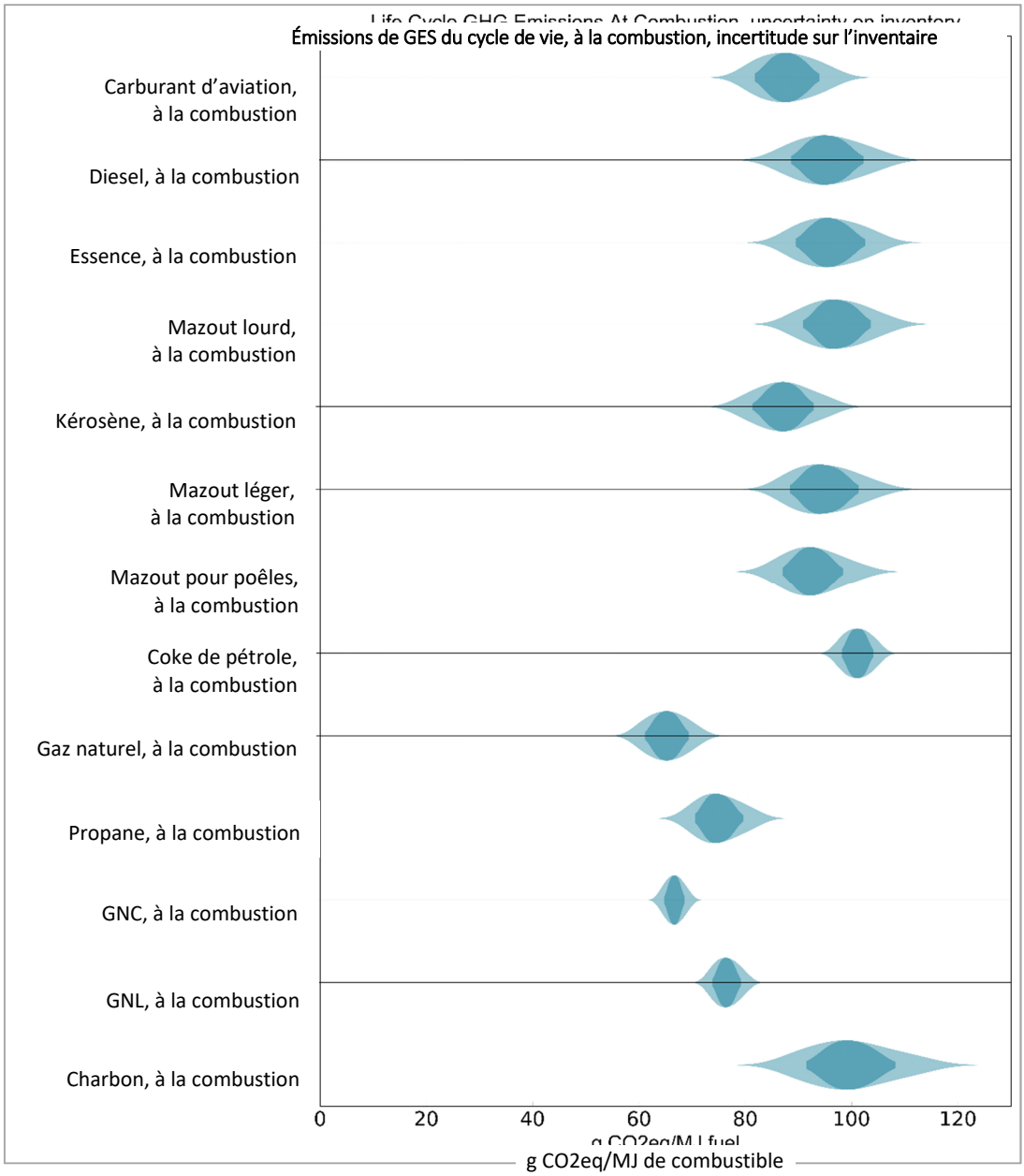



**Figure 24 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à l'inventaire du cycle de vie, pour l'IC des combustibles, du berceau à la combustion.**

*Incertitude relative à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation*

Dans cette deuxième série de diagrammes en violon (figures 25 et 26), nous présentons les résultats liés à l'incertitude appliquée à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation utilisés pour calculer l'IC. Les fourchettes d'incertitude appliquées aux facteurs de caractérisation proviennent du 5RE du GIEC (GIEC, 2013 – annexe 8A, tableau 8A1).

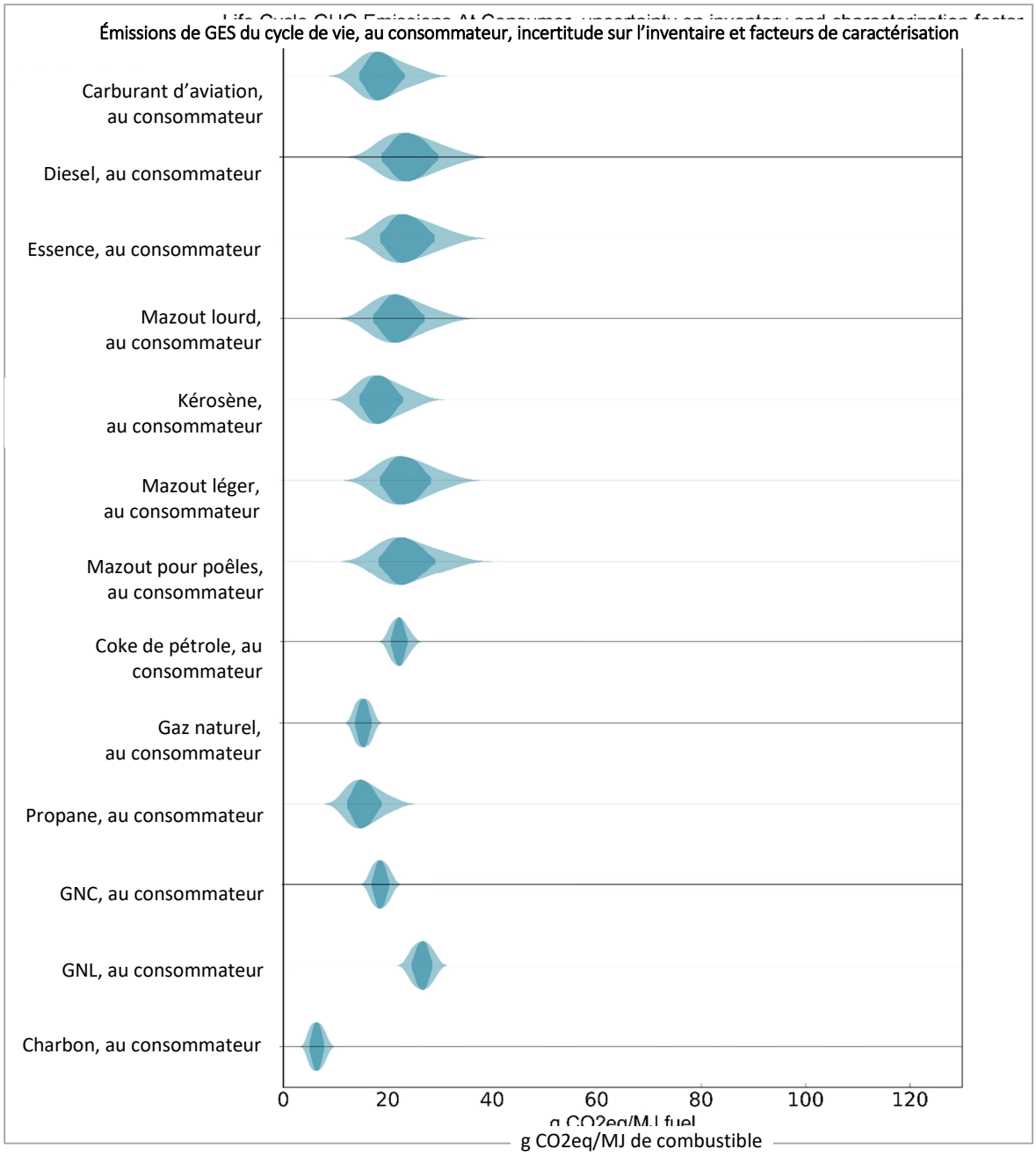



**Figure 25 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à la fois à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation de l'intensité en carbone, pour l'IC des combustibles, du berceau à la porte du consommateur.**

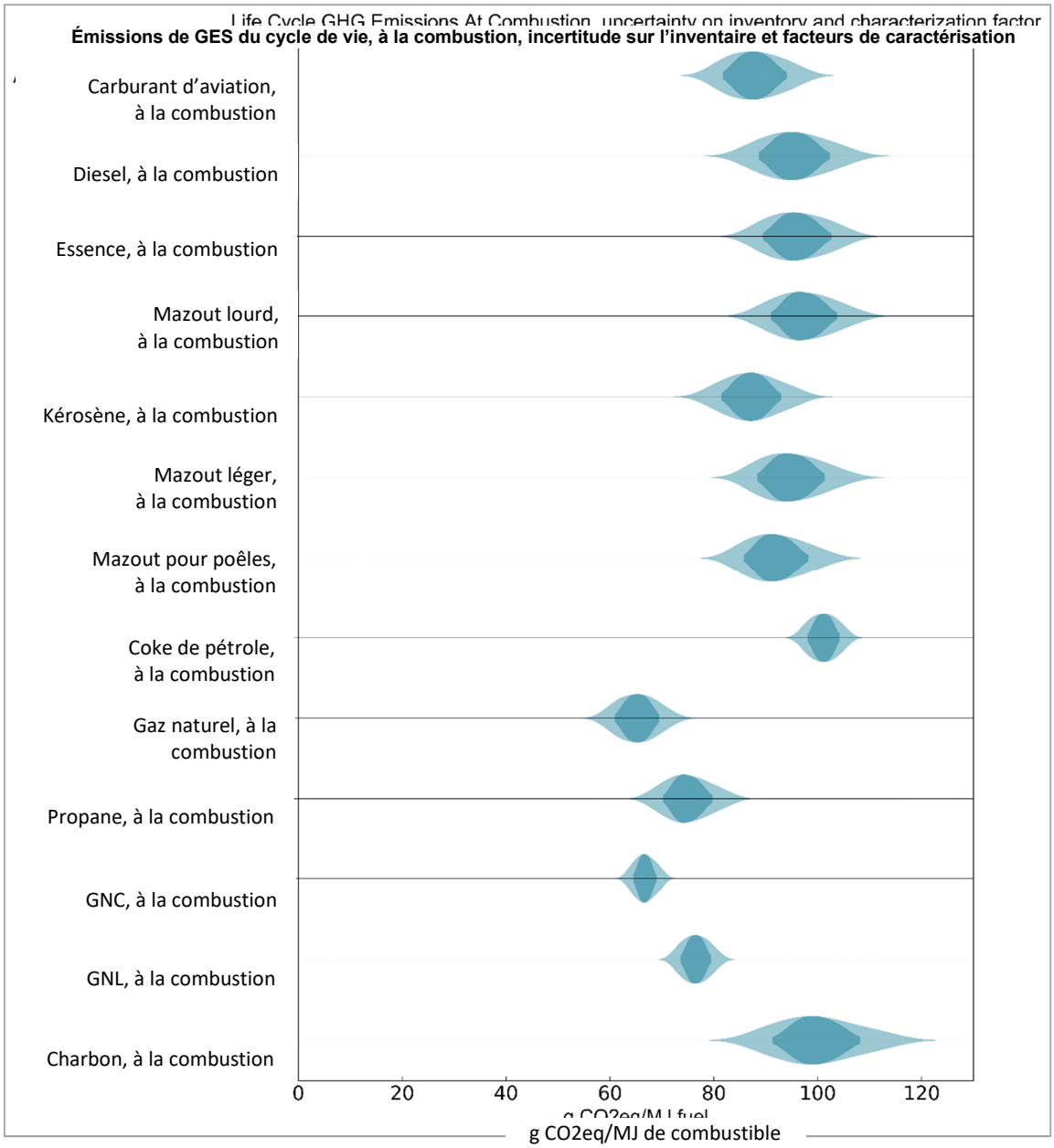



**Figure 26 : Résultats liés à l'incertitude, appliquée à la fois à l'inventaire du cycle de vie et aux facteurs de caractérisation de l'intensité en carbone, pour l'IC des combustibles, du berceau à la combustion.**

Bien que la filière du gaz naturel soit la plus sensible à l'incertitude des facteurs de caractérisation (étant donné que la part des émissions de méthane qui y sont associées est la plus élevée), le CV final pour la filière du gaz naturel varie peu à la suite de l'inclusion de l'incertitude à l'égard du facteur de caractérisation du méthane. Bien que le rapport du GIEC (tableau 8.A.1 à partir de la page 731) présente une incertitude de +/- 40 % à l'égard du facteur de caractérisation du méthane, le CV pour le gaz naturel n'a augmenté que d'environ 1 % lorsque l'incertitude a été appliquée aux facteurs de caractérisation plutôt qu'uniquement à l'inventaire.

Le faible changement du CV pour le gaz naturel découle de trois facteurs. Tout d'abord, le $CO_2$ constitue la principale source d'émissions et l'incertitude appliquée par le GIEC au facteur de

caractérisation du $CO_2$ est de 0 (valeur fixe), une faible incertitude étant appliquée aux autres facteurs de caractérisation; ensuite, lorsque l'incertitude est appliquée uniquement à l'inventaire, le CV à lui seul reflète déjà l'incertitude élevée relative à l'inventaire du méthane (et des inventaires sous-jacents/associés). Enfin, le rôle du méthane dans l'IC atténue l'influence de l'incertitude du FC du méthane. Le méthane représente environ 12 % de l'IC totale, et l'incertitude supplémentaire est proportionnelle à cette quantité. Si l'on utilise trois écarts-types par rapport à la moyenne pour établir une estimation raisonnable des valeurs extrêmes, la variation de 40 % est d'environ 13 % (40 %/3), de sorte que la contribution supplémentaire au CV final n'est que d'environ 1,5 % (12 %*13 %).

### 5.2.2 Limites

À l'instar de toute étude, l'application des résultats de la présente étude comporte des limites. Dans le cadre de l'étude, puisqu'une seule catégorie de répercussions environnementales a été prise en compte, l'interprétation de ces résultats se limite à l'analyse des effets des émissions de GES provenant de la production et de l'utilisation de combustibles fossiles sur l'environnement. Aucune déclaration concernant les répercussions globales des combustibles fossiles sur l'environnement ne devrait être fondée sur ces résultats. De plus, les résultats ne s'appliquent qu'à la perspective d'une affectation attributionnelle fondée sur le pouvoir calorifique supérieur. D'autres affectations et perspectives peuvent produire des résultats différents. Des données sont recueillies pour offrir d'autres méthodes d'affectation dans l'outil lorsqu'il sera terminé.

Quant à l'interprétation de ces résultats, il convient de souligner que l'étude représente un instantané dans le temps. Au fil du temps, les technologies, les marchés et les chaînes d'approvisionnement changeront, ce qui modifiera inévitablement les intensités en carbone des filières de combustibles fossiles étudiées. Les lacunes dans les données relevées tout au long de l'étude présentent certaines limites quant à l'applicabilité des résultats et à la comparabilité avec les émissions de GES déclarées, quoique des efforts aient été déployés pour expliquer et corriger les écarts entre les émissions déclarées et les émissions calculées. Enfin, les modèles utilisés dans le cadre de l'analyse (OPGEE et PRELIM) font l'objet de révisions et, par conséquent, la saisie des mêmes données dans des versions mises à jour de ces modèles peut produire des résultats différents, qui devraient être interprétés compte tenu des registres de changements des modèles.

## 5.3 Conclusions et recommandations

### 5.3.1 Conclusions

Bien qu'il y ait eu des différences au chapitre des données disponibles pour chaque type de combustible, on a harmonisé la modélisation dans la présente étude afin d'obtenir le résultat le plus cohérent possible. Le gaz naturel, par exemple, a été modélisé en fonction de sa composition, ce qui reflète le fait que la modélisation du pétrole brut était fondée sur les qualités du pétrole brut et les analyses connexes, et les résultats concordent bien avec ceux d'autres études menées au Canada et à l'étranger.

Les détails de la modélisation des filières ont permis de voir les lacunes dans les données et les domaines où des efforts devraient être déployés dans l'avenir. De plus, plusieurs des filières ont connu des variations importantes d'une année à l'autre. L'application de l'incertitude à ces

lacunes et à la variabilité des données a permis de mieux comprendre à quel point il est essentiel de recueillir des données supplémentaires et de tenir compte d'une période plus longue.

Les IC exclues de la portée du présent projet jouent un rôle clé dans les résultats. En particulier, une quantité considérable de pétrole brut et de combustibles importés influent sur les résultats finaux. Par ailleurs, les IC établies dans le cadre du projet pourraient mieux éclairer les IC de l'électricité, surtout dans les régions qui dépendent fortement des combustibles fossiles.

Enfin, tout au long du cycle de vie, la phase de combustion a des répercussions beaucoup plus importantes que la phase de production de combustibles, allant de 20 à 25 % du cycle de vie. Cela indique qu'il y a encore des avantages à réduire les émissions découlant de la production, mais que la réduction globale des émissions de combustion, par le passage à des carburants renouvelables à plus faible intensité en carbone, offre le meilleur potentiel d'amélioration.

### 5.3.2 Recommandations

Des recommandations sur la façon de combler les lacunes touchant les données et de régler les problèmes liés à la modélisation de l'intensité en carbone de chaque combustible fossile ont été fournies à la fin de chaque section. Nous recommandons que les futures mises à jour de ces intensités en carbone de base tiennent compte de ces lacunes connues. De manière générale, la collecte directe de données sur les intrants et les extrants des installations améliorerait la qualité des données, comparativement aux données tirées des rapports publics et des ensembles de données achetés. De plus, les résultats concernant l'électricité et les combustibles seraient plus solides si les filières de l'électricité étaient intégrées au modèle. Cela permettrait d'établir des liens entre les filières de l'électricité et les combustibles et entre les filières de combustibles et l'électricité, ce qui maintiendrait les deux à jour. Il est également recommandé que les analyses ultérieures tiennent compte de l'incidence de la production et de la consommation de combustibles fossiles au Canada sur d'autres catégories de répercussions, comme les répercussions sur la consommation d'eau, la qualité de l'eau et d'autres émissions atmosphériques, afin que les résultats puissent appuyer une évaluation globale des répercussions environnementales des combustibles fossiles. Les lacunes à combler au chapitre des données pour chaque combustible et étape de traitement sont décrites en détail dans les sections précédentes.

Des recommandations semblables peuvent être formulées pour les méthodologies associées au gaz naturel et au coke de pétrole, et certaines des lacunes touchant les données susmentionnées s'appliquent à la production de gaz naturel et de coke de pétrole, car la modélisation dans l'OPGEE et le PRELIM a servi à calculer ces filières.

## 6. Bibliographie


ABELLA., J., K. MOTAZEDI, J. GUO, K. COUSART et J. BERGERSON (2017). *Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model, PRELIMv1.2. User guide & technical documentation*.

ACG (2014). Association canadienne du gaz, *Feuille de route technologique sur le gaz naturel renouvelable pour le Canada*. Automne 2014.

ACPP (2018a). *Le gaz naturel canadien*. https://www.capp.ca/fr/gaz-naturel/ (consulté le 11 mars 2019).

ACPP (2018b). Association canadienne des producteurs pétroliers. *Infrastructure et transport*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.capp.ca/fr/energie/transport/

ACPP (2018c). *Canada's Oil and Natural Gas Producers. Canadian and US Crude Oil Pipelines and Refineries*. https://static1.squarespace.com/static/52abb9b9e4b0cb06a591754d/t/5b3bd24d88251b859b46463a/1530647118583/2018. Consulté le 1er décembre 2018.

ACPP (2019). Guide statistique pour l'industrie pétrolière en amont du Canada. https://www.capp.ca/fr/ressources/statistiques/ (consulté le 11 avril 2019).

AER (2013). Alberta Energy Regulator, *Statistical Series 39, 2013: Alberta Mineable Oil Sands Plant Statistics, Monthly Supplement*. 50.

AER (2014). Alberta Energy Regulator, *Statistical Series 39, 2014: Alberta Mineable Oil Sands Plant Statistics, Monthly Supplement*. 50.

AER (2015). Alberta Energy Regulator, *Statistical Series 39, 2015: Alberta Mineable Oil Sands Plant Statistics, Monthly Supplement*. 50.

AER (2016a). Alberta Energy Regulator, *Statistical Series 39, 2016: Alberta Mineable Oil Sands Plant Statistics, Monthly Supplement*. 50.

AER (2016b). Alberta Energy Regulator, rapport ST39.

AER (2016c). Alberta Energy Regulator, rapport ST50. *Gas Processing Plants in Alberta*. https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st50

AER (2017a). Alberta Energy Regulator, rapport AT60B.

AER (2017b). Alberta Energy Regulator, rapport AT60B.

AER (2018). Alberta Energy Regulator, *In-Situ Performance Presentations – Facility level*. https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/activity-and-data/in-situ-performance-presentations

AER (2019a). Alberta Energy Regulator, rapport ST53.

AER (2019b). Alberta Energy Regulator, *Statistical Reports* (ST). https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports. Consulté le 1er décembre 2018.

AER (2019c). Alberta Energy Regulator, *Plants and Facilities*. https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/plants-and-facilities. Consulté le 1er mars 2019.

AER (2019d). Alberta Energy Regulator, *Coalbed Methane*. https://www.aer.ca/providing-information/by-topic/coalbed-methane. Consulté le 4 mars 2019.

AER (2019e). Alberta Energy Regulator, rapport ST102. • *ST102: Facility List, formerly Battery Codes and Facility Codes – AER*. https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st102

ANDREWS, A. et R. K. LATTANZIO (2013). *Petroleum Coke: Industry and Environmental Issues*. 29.

ANL (Argonne National Laboratories) (2018). *GREET, Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation Model. GREET 2018 version*. Accessible à l'adresse suivante : https://greet.es.anl.gov/index.php

AO&GI (2016). *Alberta Oil & Gas Industry Quarterly update*. https://www.albertacanada.com/files/albertacanada/OilGas_QuarterlyUpdate_Winter2017.pdf. Consulté le 1er décembre 2019.

API (2000). American Petroleum Institute, *Robust Summary of Information on Petroleum Coke*. Accessible à l'adresse suivante : https://petroleumhpv.org/petroleum-substances-and-categories/~/media/D5091FCD59684354A65C519095944AD3.ashx

AUSTEN, Ian (2018). « Huge Petroleum Coke Pile Makes Way Back to Canada », *The New York Times*, 19 octobre 2018, section *Business*. https://www.nytimes.com/2013/06/07/business/huge-petroleum-coke-pile-making-way-back-to-canada.html. Consulté le 1er mars 2019.

BEAMISH, R. (2019). *Energy use and carbon footprint of natural gas pipelines*.

BRADBURN, K. (2014). *2014 CanBio Report on the Status of Bioenergy in Canada*. Décembre 2014.

BRANDT, Adam, Yuchi SUN, Sharad BHARADWAJ, David LIVINGSTON, Eugene TAN et Deborah GORDON (2015). « Energy Return on Investment (EROI) for Forty Global Oilfields Using a Detailed Engineering-Based Model of Oil Production », *PLOS ONE*, vol. 10. e0144141. 10.1371/journal.pone.0144141.

BURNHAM, A., J. HAN, C. E. CLARK, M. WANG, J. B. DUNN et I. PALOU-RIVERA (2012). « Life cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum », *Environmental Science & Technology*, vol. 46, nº 2, p. 619-627.

CAC (2019). Coal Association of Canada, *About the Coal Industry*. https://www.coal.ca/coal-resources/about-the-coal-industry/. Consulté le 24 avril 2019.

CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (2019). *LCFS Life Cycle Analysis Models and Documentation. CA-GREET 3.0 Model and Tier 1 Simplified Carbon Intensity Calculators. Tier 1 Simplified CI Calculator for LNG and L-CNG from North American Natural Gas*. Accessible à l'adresse suivante : https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-life-cycle-analysis-models-and-documentation. Consulté le 1er mars 2020.

CANADIEN NATIONAL (2017). Rapport annuel du CN de 2016. Accessible à l'adresse suivante : https://www.cn.ca/-/media/Files/Investors/Investor-Annual-Report-Archive/French/2016-CN-Rapport-Annuel.pdf?la=fr.

CANADIEN PACIFIQUE (2019). *Canadian Pacific Intermodal Rail*. https://www.cpr.ca/ResponsiveImages/banners/intermodal-map.png (consulté le 21 mars 2019).

CHEMIN DE FER CANADIEN PACIFIQUE LIMITÉE (2017). Rapport annuel du CP de 2016 (2017). Accessible à l'adresse suivante : https://www.cpr.ca/fr/investors-site/Lists/FinancialReports/cp-ar-2016-fr.pdf

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. Appel d'offres K8A42-12-0012.

CHOQUETTE-LEVY, N., M. ZHONG, H. MACLEAN et J. BERGERSON (2018). « COPTEM: A Model to Investigate the Factors Driving Crude Oil Pipeline Transportation Emissions », *Environmental Science & Technology*. vol. 52, p. 337-345.

CIRAIG (2017). *Technical Report: Analysis of Different Scenarios for the Updating of GHGenius Greenhouse Gases Emissions Model*. Préparé pour ECCC. Août 2017.

CIROTH, A., S. MULLER, B. WEIDEMA et P. LESAGE (2016). « Empirically based uncertainty factors for the pedigree matrix in ecoinvent », *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, p. 1338-1348. https://doi.org/10.1007/s11367-013-0670-5

CLEARSTONE ENGINEERING LTD. (2014). *Volume 1: Overview of the GHG Emissions Inventory*.

CLEARSTONE ENGINEERING LTD. (2018). *Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas*.

CONCA J. (2018). « Which Is Safer For Transporting Crude Oil: Rail, Truck, Pipeline Or Boat? », *Forbes*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2018/10/11/which-is-safer-for-transporting-crude-oil-rail-truck-pipeline-or-boat/. Consulté le 5 mars 2019.

COONEY, G., M. JAMIESON, J. MARRIOTT, J. BERGERSON, A. BRANDT et T. SKONE (2017). « Updating the US Life Cycle GHG Petroleum Baseline to 2014 with Projections to 2040 Using Open-Source Engineering-Based Models », *Envi Sci & Tech.*, vol. 51, p. 977-987.

D'ANTONI, M. (2018). *Upstream Natural Gas Emission Intensity Review of Existing Literature*. Préparé pour Environnement et Changement climatique Canada.

DEA (2018). Danish Energy Agency, *Technology Data for Renewable Fuels* – juin 2017. www.ens.dk.

DIVISION DE LA STATISTIQUE DES NATIONS UNIES (2019). *Petroleum Coke - Energy Statistics Database*. http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3APK (consulté le 21 mars 2019).

EARTHSHIFT GLOBAL, WSP, INTROSPECTIVE SYSTEMS (2019). *The Development of a Life Cycle Assessment Modelling Tool for Fuels*. Commandé par Environnement et Changement climatique Canada.

EC (2004). *Guide pour l'estimation des gaz à effet de serre produits par des systèmes de combustion et des procédés industriels pour la production de ciment*. Environnement Canada, http://publications.gc.ca/collections/Collection/En49-2-9-3F.pdf.

EC (2013). Environnement Canada, *Document technique sur la gestion des matières organiques municipales*. N° de cat. : En14-83/2013F

ECCC (2018a). Environnement et Changement climatique Canada, *Conception de la réglementation sur la Norme sur les combustibles propres*. Décembre 2018. Accessible à l'adresse suivante : https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/norme-carburants-propres/conception-reglementation.html. Consulté le 23 janvier 2019.

ECCC (2018b). Environnement et Changement climatique Canada, *Inventaire canadien des gaz à effet de serre*, https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/inventaire.html (consulté le 21 mars 2019).

ECCC (2018c). Environnement et Changement climatique Canada, *Norme sur les combustibles propres : Méthodologie permettant d'estimer les valeurs de référence provisoires d'intensité en carbone des combustibles liquides*.

ECCC (2018d). Environnement et Changement climatique Canada, *Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. La déclaration du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Partie 1*. Nº de cat. : En81-4/1F-PDF.

ECCC (2018e). Environnement et Changement climatique Canada, *Projections des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques au Canada*. Nº de cat. : En1-78F-PDF

ECO RESOURCES CONSULTANTS (2012). *Étude de l'utilisation du DRPH comme carburant de remplacement en Amérique du Nord*. Rapport final. 30 mars 2012.

EL-HOUJEIRI, H., M. MASANADI, K. VAFI, J. DUFFY et A. BRANDT (2017). *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator, OPGEE v2.0b. User guide & technical documentation*.

ELGOWAINY, A., J. HAN, H. CAI, M. WANG, G. S. FORMAN et V. B. DIVITA (2014). « Energy efficiency and greenhouse gas emission intensity of petroleum products at US refineries », *Environmental science & technology*, vol. 48, nº 13, p. 7612-7624.

ENCANA CORPORATION (2019). Accessible à l'adresse suivante : https://www.encana.com/operations/canada/deep-panuke.html. Consulté le 7 mars 2019.

FUTURE CARBON SOLUTIONS (2019). *Canadian Pet Coke - Canadian Pet coke suppliers*. http://futurecarbonsolutions.com/Canadian-Pet-Coke (consulté le 21 mars 2019).

GHAFGHAZI, S., K. LOCHHEAD, A.H. MATHEY, N. FORSELL, S. LEDUC, W. MABEE et G. BULL (2017). « Estimating Mill Residue Surplus in Canada: A Spatial Forrest Fiber Cascade Modelling Approach », *Forest Products Journal*, vol. 67(3/4), p. 205-218.

GHGENIUS (2018). *Downloads*. Accessible à l'adresse suivante : https://ghgenius.ca/index.php/downloads. Consulté le 3 mars 2019.

GIEC (2013). *Changements climatiques 2013 : Les éléments scientifiques. Contribution du Groupe de travail I au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Annexe 8A*. [STOCKER, T.F., D. QIN, G.-K. PLATTNER, M. TIGNOR, S.K. ALLEN, J. BOSCHUNG, A. NAUELS, Y. XIA, V. BEX et P.M. MIDGLEY (dir.)]. Cambridge University Press, Cambridge (Royaume-Uni) et New York (NY), États-Unis, 1535 pages.

GIEC (2006). *Chapitre 2 – Combustion stationnaire des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat des Nations Unies. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html

GREENPATH ENERGY (2019). *Canadian Natural Gas Data – Collection for the Fuel LCA Modelling Tool*. Février 2019.

HEIJUNGS, R., P. HENRIKSSON et J. GUINÉE (2016). « Measures of Difference and Significance in the Era of Computer Simulations, Meta-Analysis, and Big Data », *Entropy*, vol. 18, p. 361. https://doi.org/10.3390/e18100361

HEIJUNGS, R. et R. KLEIJN (2001). « Numerical approaches towards life cycle interpretation five examples », *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 6, p. 141-148. https://doi.org/10.1007/BF02978732

HENRIKSSON, P.J.G., R. Heijungs, H.M. DAO, L.T. PHAN, G.R. DE SNOO et J.B. GUINÉE (2015). « Product carbon footprints and their uncertainties in comparative decision contexts », *PLoS One*, vol. 10, e0121221. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0121221

HÖÖK, M., W. ZITTEL, J. SCHINDLER et K. ALEKLETT (2008). « A supply-driven forecase for the future global coal production. Contribution to ASPO 2008 ». https://www.researchgate.net/publication/228838239_A_supply-driven_forecast_for_the_future_global_coal_production. Consulté le 28 avril 2019.

INSTITUT BROADBENT (2015). *The common sense proposition of phasing out Alberta's coal plants. Coal-fired electricity generating stations in Canada, 2015*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.broadbentinstitute.ca/jonathansas/the_common_sense_proposition_of_phasing_out_alberta_s_coal_plants. Consulté le 1er mars 2020.

IOGP (2018). International Association of Oil and Gas Producers, données annuelles sur les GES : www.IOGP.org. Consulté le 1er décembre 2018.

ISO (2006a). Organisation internationale de normalisation, *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre*. Première édition 2006-07-01. ISO 14040: 2006.

ISO (2006b). Organisation internationale de normalisation, *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices*. Première édition 2006-07-01. ISO 14044:2006.

ISO (2006c). Organisation internationale de normalisation, *Gaz à effet de serre — Partie 1 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des organismes, pour la quantification et la déclaration des émissions et des suppressions des gaz à effet de serre*. Première édition 2006-03-01. ISO 14064-1:2006.

ISO (2006d). Organisation internationale de normalisation, *Gaz à effet de serre — Partie 2 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre*. Première édition 2006-03-01. ISO 14064-2:2006.

ISO (2006e). Organisation internationale de normalisation, Gaz à effet de serre — Partie 3 : Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre. Première édition 2006-03-01. ISO 14064-3:2006.

JACKSON, B. (2008). *Fuel Efficient Freight Trains?* FactCheck.org. Accessible à l'adresse suivante : https://www.factcheck.org/2008/07/fuel-efficient-freight-trains/. Consulté le 3 mars 2019.

LARSEN, U., T. JOHANSEN et J. SCHRAMM (2009). *Ethanol as a fuel for road transportation. Main Report. IEA Implementing Agreement on Advanced Motor Fuels*. Université technique du Danemark.

MASNADI, M., H. EL-HOUJEIRI, D. SCHUNACK, Y. LI, J. ENGLANDER, A. BADAHDAH, J. MONFORT, J. ANDERSON, T. WALLINGTON, J. BERGERSON, D. GORDON, J. KOOMEY, S. PRZESMITZKI, I. AZEVEDO, X. BI, J. DUFFY, G. HEATH, G. KEOLEIAN, C. MCGLADE, D. MEEHAN, S. YEH, F. YOU, M. WANG et A. BRANDT (2018). « Global Carbon Intensity of Crude Oil Production », *Science,* vol. 361, p. 851.

MCKAY, John C. (2006). Mise à jour de 2015, Sidérurgie | L'Encyclopédie canadienne. https://www.thecanadianencyclopedia.ca/fr/article/siderurgie. Consulté le 12 avril 2019.

MENDOZA BELTRAN, A., R. HEIJUNGS, J. GUINÉE et A. TUKKER (2015). « A pseudo-statistical approach to treat choice uncertainty: the example of partitioning allocation methods », *Int. J. Life Cycle Assess.* https://doi.org/10.1007/s11367-015-0994-4

MENDOZA BELTRAN, A., V. PRADO, D. FONT VIVANCO, P.J.G. HENRIKSSON, J.B GUINÉE et R. HEIJUNGS (2018). « Quantified Uncertainties in Comparative Life Cycle Assessment: What Can Be Concluded? », *Environ. Sci. Technol.* acs.est.7b06365. https://doi.org/10.1021/acs.est.7b06365

MULLER, S., P. LESAGE, A. CIROTH, C. MUTEL, B.P. WEIDEMA et R. SAMSON (2014). « The application of the pedigree approach to the distributions foreseen in ecoinvent v3 », *Int. J. Life Cycle Assess.* https://doi.org/10.1007/s11367-014-0759-5

NACFE (2017). North American Council for Freight Efficiency, *2017 Annual Fleet Fuel Study*. Accessible à l'adresse suivante : https://nacfe.org/annual-fleet-fuel-studies/#. Consulté le 13 mars 2019.

NETL (2018). National Energy Technology Laboratory, données de référence. https://www.netl.doe.gov/. Consulté le 1er décembre 2018.

NIMANA, B., A. VERNA, G. DI LULLO, Md. M. RAHMAN, C. E. CARTER, B. OLATEJU, H. ZHANG et A. KUMAR (2017). « Life Cycle Analysis of Bitumen Transportation to Refineries by Rail and Pipeline », *Environmental Science & Technology*, vol. 51, p. 680-691, 2017.

OCI (2018). Oil Climate Index. https://oci.carnegieendowment.org/. Consulté le 1er décembre 2018.

OCTNLHE (2016a). Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, rapports. https://www.cnlopb.ca/. Consulté le 1er décembre 2018.

OCTNLHE, 2016b, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Monthly Production Summary for the Hibernia Field*

OCTNLHE, 2016c, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Monthly Production Summary for the White Rose Field*

OCTNLHE, 2016d, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Monthly Production Summary for the North Amethyst Field*

OCTNLHE, 2016e, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, *Monthly Production Summary for the Terra Nova Field*

OCTNLHE, 2018, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. https://www.cnlopb.ca/. Consulté le 1er décembre 2018.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONE) (2018a). https://www.cer-rec.gc.ca/index-fra.html. Consulté le 1er décembre 2019.

OIL SANDS MAGAZINE (2018). « From Diluted Bitumen to Synthetic Crude: Upgrading Explained », *Oil Sands Magazine*, 26 mars. https://www.oil sandsmagazine.com/technical/bitumen-upgrading (consulté le 21 mars 2019).

ONE (2014). Office national de l'énergie, *Le réseau pipelinier du Canada - Évaluation du marché de l'énergie*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2014/index-fra.html. Consulté le 1er mars 2019.

ONE (2016a). Office national de l'énergie, *Le réseau pipelinier du Canada*, 101, 2016.

ONE (2016b). Office national de l'énergie, *Aperçu du marché : La production, le transport et le raffinage du pétrole brut au Canada expliqués*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2016/04-05-1ndrstndngcrl-fra.html. Consulté le 1er décembre 2019.

ONE (2016c). Office national de l'énergie, *Droit des grands gazoducs et oléoducs au Canada* – Portail du gouvernement ouvert. Accessible à l'adresse suivante : https://ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/e00172b8-35c2-4651-a8c5-13ab30bd7236. Consulté le 5 mars 2019.

ONE (2017a). Office national de l'énergie, *Évaluation du marché de l'énergie, Avenir énergétique du Canada en 2017*, supplément de 2017.

ONE (2017b). *Production canadienne de gaz naturel commercialisable* – Portail du gouvernement ouvert, 2017. Accessible à l'adresse suivante : https://ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/26cadec4-d316-4022-97fb-8e49dd768b6d. Consulté le 1er décembre 2019.

ONE (2018a). Office national de l'énergie, *Aperçu des raffineries au Canada*. http://publications.gc.ca/collections/collection_2018/one-neb/NE23-193-2018-fra.pdf (consulté le 20 mars 2019).

ONE (2018b). Office national de l'énergie, *Gaz naturel*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/index-fra.html?=undefined&wbdisable=false (consulté le 14 mars 2019).

ONE (2018c). Office national de l'énergie, *Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/archive/stmtdprdctnrchv-fra.html. Consulté le 1er décembre 2019.

ONE (2018e). Office national de l'énergie, *Livraisons et destinations des exportations*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/rprt/2018wstrncndncrd/mg/fg-c3-fra.jpg. Consulté le 1er décembre 2019.

ONE (2018f). Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2018 : Évaluation du marché de l'énergie. Offre et demande énergétique à l'horizon 2040*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2018/2018nrgftr-fra.pdf (consulté le 14 mars 2019).

ONE (2018g). Office national de l'énergie, aperçu des exportations et des importations de gaz naturel de 2017. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/ntrlgssmmr/ntrlgssmmr-fra.html (consulté le 14 mars 2019).

ONE (2018h). Office national de l'énergie, *Liquides de gaz naturel*. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgslqds/index-fra.html (consulté le 26 mars 2019).

ONE (2018i). Office national de l'énergie, *Aperçu annuel des exportations de propane et de butanes – 2018*. https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgslqds/rprt/prpnbtnssmmr/prpnbtnssmmr-eng.html. Consulté le 6 mars 2019.

ONE (2019). Office national de l'énergie, *Tables de conversion d'unités d'énergie* – Canada.ca. https://apps.cer-rec.gc.ca/Conversion/conversion-tables.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA#2-5 (consulté le 21 mars 2019).

ORELLANA, A., I. LAURENZI, H. MACLEAN et J. BERGERSON (2018). « Statistically Enhanced Model of In Situ Oil Sands Extraction Operations: An Evaluation of Variability in Greenhouse Gas Emissions », *Envi Sci & Tech.*, vol. 52, p. 947-954.

ORTECH ENVIRONMENTAL (2018). *Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Companies 2016 Greenhouse Gas Inventory*.

PDGES (2016). Programme de déclaration des gaz à effet de serre, Émissions de GES des installations par province/territoire. https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/declaration-installations.html. Consulté le 1er janvier 2019.

PIPELINE - ENERGY EDUCATION (2018). https://energyeducation.ca/encyclopedia/Pipeline#cite_note-maps-7

PRASINO GROUP (2013). *Final Report for Determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia*. 18 décembre 2013. http://www.bcogris.ca/sites/default/files/ei-2014-01-final-report20140131.pdf.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA (2016a). *Le réseau pipelinier du Canada 2016*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2016/cnds-ppln-trnsprttn-systm-fra.html. Consulté le 1er mars 2020.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA (2016b). *Avenir énergétique du Canada. Principales régions productrices dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Figure 6-3*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-fra.html. Consulté le 1er mars 2020.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA (2018). *Production de gaz naturel commercialisable au Canada*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/stt/archive/mrktblntrlgsprdctnrchv-fra.html. Consulté le 1er mars 2020.

RNC (2011). Ressources naturelles Canada, *L'abc du gaz naturel*. https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/gaz-naturel/labc-du-gaz-naturel/5642 (consulté le 14 mars 2019).

RNC (2018a). Ressources naturelles Canada, *Development of a life cycle carbon database for fuels in Canada. Task 3: Undertake a comparative life cycle GHG emissions assessment of oil and gas fuel pathways comparing GHGenius to the ecoinvent database*. Préparé pour ECCC. Mars 2018.

RNC (2018b). Ressources naturelles Canada, *Faits sur les produits pétroliers*. https://www.rncan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/faits-produits-petroliers/20076 (consulté le 21 mars 2019).

RNC (2018c). *Éthanol*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-pour-les/carburants-de-remplacement/biocarburants/ethanol/3494. Consulté le 2 décembre 2018.

RNC (2018d). *Biodiesel*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-pour-les/carburants-de-remplacement/biocarburants/biodiesel/3510. Consulté le 2 décembre 2018.

RNC (2018e). *La production d'hydrogène et d'oxygène*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/charbon-et-captage-et-stockage-du-carbone/captage-et-stockage-du-carbone/oxycombustion-emissions-presque-nulles/la-production-dhydrogene-et-doxygene?_ga=2.12147316.1531927375.1595256907-1391804596.1591721041. Consulté le 2 décembre 2018.

RNC (2018f). *Base de données Basin*. Accessible à l'adresse suivante : https://basin.gdr.nrcan.gc.ca/index_f.php. Consulté le 1er décembre 2018.

RNC (2019a). *Propane*. https://www.rncan.gc.ca/energie/efficacite/efficacite-energetique-pour-les-transports-et-carburants-de-remplacement/carburants-de-remplacement/propane/21612. Consulté le 5 mars 2019.

RNC (2019b). Ressources naturelles Canada, *Faits sur le charbon*. https://www.rncan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/faits-charbon/20082. Consulté le 1er mai 2019.

ROSENBAUM, R., T. M. BACHMANN, L. S. GOLD, M. A. J. HUIJBREGTS, O. JOLLIET, R. JURASKE, A. KOEHLER, H. F. LARSEN, M. MACLEOD, M. MARGNI et T. E. MCKONE (2008). « USEtox—the UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in life cycle impact assessment », *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, p. 534-546.

SAPKOTA, K., A. O. ONI et 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*, vol. 52, p. 401-409, doi :10.1016/j.jngse.2018.01.048.

SKONE, T. J., J. LITTLEFIELD, J. MARRIOT, G. COONEY, L. DEMETRION, M. JAMIESON, C. JONES, M. MUTCHEK, C. Y. SHIH, G. SCHIVLEY et M. KRYNOCK (2016). *Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation*. http://www.osti.gov/servlets/purl/1480993/ (consulté le 5 mars 2019).

SLEEP, S., I. LAURENZI, J. BERGERSON et H. MACLEAN (2018). « Evaluation of Variability in Greenhouse Gas Intensity of Canadian Oil Sands Surface Mining and Upgrading Operations », *Envi Sci & Tech.*, sous presse.

STAFFEL, Iain (2011). *The Energy and Fuel Data Sheet*. Université de Birmingham (R.-U.) http://www.claverton-energy.com/wordpress/wp-content/uploads/2012/08/the_energy_and_fuel_data_sheet1.pdf. Consulté le 15 mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2016a). *Tableau 23-10-0219-01 : Activités de l'industrie du camionnage*. Accessible à l'adresse suivante : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021901&request_locale=fr. Consulté le 5 mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2016b). *Tableau 23-10-0053-01 : Consommation de carburant diesel par l'industrie ferroviaire*. Accessible à l'adresse suivante : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310005301&request_locale=fr. Consulté le 1er mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2017). *Tableau 23-10-0057-01 : Sommaire des statistiques sur le transport de marchandises et de voyageurs de l'industrie ferroviaire*. Accessible à l'adresse suivante : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310005701&request_locale=fr. Consulté le 1er mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2018a). *Tableau 25-10-0044-01 : Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés, mensuel*. Gouvernement du Canada. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004401&request_locale=fr (consulté le March 21, 2019).

STATISTIQUE CANADA (2018b). *Combustibles pour les industries manufacturières, total annuel de la consommation énergétique en unités naturelles, 31-33*. 12 février 2018. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002401&request_locale=fr. Consulté le 1er mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2018c). *Production d'électricité, consommation annuelle des combustibles selon les centrales thermiques des services d'électricité*. 4 avril 2018. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001701&request_locale=fr. Consulté le 1er mars 2019.

STATISTIQUE CANADA (2019a). *Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés, mensuel. Tableau 25-10-0044-01*. https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004401&request_locale=fr

STATISTIQUE CANADA (2019b). *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, révision de 2016. No de catalogue 57-003-X. ISSN 1708-1580. 11 avril 2019.

STRAUSS, W. et L. SCHMIDT (2018). « Are Black Pellets Ready to Compete with White Pellets? », *Biomass Magazine*. Accessible à l'adresse suivante : http://biomassmagazine.com/articles/15072/are-black-pellets-ready-to-compete-with-white-pellets. Consulté le 2 janvier 2019.

SUNCOR (2019). *Coke de pétrole – Suncor*. https://www.suncor.com/fr-ca/a-de-propos-nous/approvisionnement-et-echanges-commerciaux/coke-de-petrole%E2%80%93a-propos-de-nous (consulté le 21 mars 2019).

TAO, W. (2015). *Managing China's Petcoke Problem*, Carnegie-Tsinghua Center for Global Policy.

TOBIN, S. (2017). *Updated CO2 Emission Factors for Gasoline and Diesel Fuel.pdf*.

TRANSPORTS CANADA (2018). *Les Transports au Canada 2017, addenda statistique*.

TRIPATHI S., VINAY et A. BRANDT (2017). « Estimating decades-long trends in petroleum field energy return on investment (EROI) with an engineering-based model », *PLOS ONE*, vol. 12. e0171083. 10.1371/journal.pone.0171083.

TYNER, D. R. et M. R. JOHNSON (2014). *Emissions factors for hydraulically fractured gas wells derived using well and battery level reported data for Alberta, Canada*.

USEIA (2013). *Coking is a refinery process that produces 19% of finished petroleum product exports - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration*. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9731 (consulté le 21 mars 2019).

USEIA (2019). *Petroleum & Other Liquids. Propane Exports by Destination*. https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_MOVE_EXPC_A_EPLLPA_EEX_MBBLPD_M.htm. Consulté le 5 mars 2019.

USEPA (2009). *EPA Emissions Factors for Locomotives.pdf.*, 2009. Accessible à l'adresse suivante : https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi?Dockey=P100500B.pdf

USEPA (2015). *Coalbed Methane Extraction Industry*. https://www.epa.gov/eg/coalbed-methane-extraction-industry (consulté le 14 mars 2019).

USEPA (2016). U.S. Environmental Protection Agency, *Greenhouse Gas Inventory Guidance Direct Emissions from Stationary Combustion Sources*. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-03/documents/stationaryemissions_3_2016.pdf

USOEERE (2018). United States Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, *Hydrogen Production: Electrolysis*. Accessible à l'adresse suivante : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis. Consulté le 2 décembre 2018.

VIVA CARBON (2019). *Fuel Grade Pet Coke*. http://www.vivacarbon.com/fuel-grade-petroleum-coke. Consulté le 21 mars 2019.

WANG, Michael, Amgad ELGOWAINY, Pahola Thathiana BENAVIDES, Andrew BURNHAM, Hao CAI, Qiang DAI, Troy R. HAWKINS, Jarod Cory KELLY, Hoyoung KWON, Dong-Yeon (D-Y) LEE, Uisung LEE, Zifeng LU et Longwen OU, Argonne National Labs, *Summary of Expansions and Updates in GREET® 2018*, ANL-18-38, 2018.

WEIDEMA B. P., C. BAUER, R. HISCHIER, C. MUTEL, T. NEMECEK, J. REINHARD, C. O. VADENBO et G. WERNET (2013a). *Swiss Centre for Life Cycle Inventories Overview and methodology (final)(v3)*.

WHITTAKER, C. et I. SHIELD (2017). « Factors affecting wood, energy grass and straw pellet durability – A review », *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 71, p. 1-11.

WIKIPÉDIA (2017). *List of Generating Stations in New Brunswick*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=List_of_generating_stations_in_New_Brunswick&oldid=817772555. Consulté le 21 mars 2019.

WIKIPÉDIA (2019) *Liste des fonderies d'aluminium*. https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_fonderies_d%27aluminium. Consulté le 21 mars 2019.

WOOD MACKENZIE (2018). *Downstream Oil Refinery Data*, consulté le 1er décembre 2018. Disponible à l'achat : https://www.woodmac.com/

YEH, S., S. M. JORDAAN, A. R. BRANDT, M. R. TURETSKY, S. SPATARI et D. W. KEITH (2010). « Land use greenhouse gas emissions from conventional oil production and oil sands », *Environ. Sci. Technol.*, vol. 44, p. 8766-8772.

# Annexe A. Sommaires des sources de données

## Sommaire des sources de données sur les combustibles fossiles

| Numéro | Référence | Application |
|---|---|---|
| 1 | Modèle *Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator* (OPGEE) (sur serveur) | Modèle d'ingénierie qui permet d'estimer les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut |
| 2 | *Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model* (PRELIM) (sur serveur) | Représentation en masse et en énergie du processus de raffinage qui permet d'estimer les émissions de GES |
| 3 | Modèle *GreenHouse gas emissions of current Oil Sands Technologies* (émissions de gaz à effet de serre des technologies actuelles d'exploitation des sables bitumineux – GHOST) | Quantifie les émissions de GES associées à la production de bitume par des méthodes d'extraction à ciel ouvert et in situ, ainsi qu'à la valorisation du bitume produit en pétrole brut synthétique. |
| 4 | Alberta Energy Regulator, Statistical Reports (ST), https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports | Emplacement des puits, réseaux de collecte, volumes de production, activités de forage, sommaires de la production in situ de sables bitumineux, sommaires de la production de gaz, listes d'installations, production de bitume, données mensuelles sur le torchage, l'évacuation et la production |
| 5 | OCTNLHE, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. | Extraction extracôtière de pétrole et de gaz |
| 6 | Office national de l'énergie, Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/archive/stmtdprdctnrchv-fra.html | Production estimative de pétrole brut, de produits pétroliers, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel au Canada |
| 7 | Ressources naturelles Canada, Base de données Basin, accessible à l'adresse suivante : https://basin.gdr.nrcan.gc.ca/index_f.php | Données Basin |
| 8 | International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), données annuelles sur les GES : www.IOGP.org | Émissions gazeuses, consommation d'énergie, torchage, rejets aqueux |
| 9 | National Energy Technology Laboratory (NETL), données de référence, https://www.netl.doe.gov/ | Types de technologies, consommation d'énergie pour l'extraction, le raffinage, le transport |
| 10 | COONEY, G., M. JAMIESON, J. MARRIOTT, J. BERGERSON, A. BRANDT et T. SKONE (2017). « Updating the US Life Cycle GHG Petroleum Baseline to 2014 with Projections to 2040 Using Open-Source Engineering-Based Models », *Envi Sci & Tech.*, vol. 51, p. 977-987 (sur serveur) | Méthodologie utile pour éclairer et établir les valeurs de référence. |
| 11 | ORELLANA, A., I. LAURENZI, H. MACLEAN et J. BERGERSON (2018). « Statistically Enhanced Model of In Situ Oil Sands Extraction Operations: An Evaluation of Variability in Greenhouse Gas Emissions », *Envi Sci & Tech.*, vol. 52, p. 947-954 (sur serveur) | Pertinence des données pour les sables bitumineux |

| | | |
|---|---|---|
| 12 | MASNADI, M., H. EL-HOUJEIRI, D. SCHUNACK, Y. LI, J. ENGLANDER, A. BADAHDAH, J. MONFORT, J. ANDERSON, T. WALLINGTON, J. BERGERSON, D. GORDON, J. KOOMEY, S. PRZESMITZKI, I. AZEVEDO, X. BI, J. DUFFY, G. HEATH, G. KEOLEIAN, C. MCGLADE, D. MEEHAN, S. YEH, F. YOU, M. WANG et A. BRANDT (2018). « Global Carbon Intensity of Crude Oil Production », *Science,* vol. 361, p. 851 (sur serveur) | Données utiles sur le pétrole brut, accompagnées des intensités en carbone en amont par pays |
| 13 | SLEEP, S., I. LAURENZI, J. BERGERSON et H. MACLEAN (2018). « Evaluation of Variability in Greenhouse Gas Intensity of Canadian Oil Sands Surface Mining and Upgrading Operations », *Envi Sci & Tech.*, sous presse (sur serveur) | Méthodologie et données utiles en ce qui a trait aux activités d'extraction et de valorisation des sables bitumineux |
| 14 | Association canadienne des carburants, personne-ressource jointe par courriel : Brian Ahearn (brianahearn@canadianfuels.ca) | Données sur le flux de produits au Canada et données plus détaillées sur la capacité de raffinage et le pétrole brut – a suggéré qu'ECCC fournisse une introduction |
| 15 | *Upstream natural gas emission intensity review of existing literature* (fourni par ECCC) (sur serveur) | Intensité des émissions de gaz naturel en amont |
| 16 | Petrinex | Données sur les puits et les batteries de réservoirs, mais il pourrait être nécessaire de consulter d'autres publications pour obtenir des données semblables pour d'autres types d'installations. |
| 17 | https://www.petrinex.ca/PD/Pages/APD.aspx | Données mensuelles sur la production de pétrole et de gaz par installation (ou du moins par puits, avec les liens nécessaires pour associer les puits aux installations). Présente également les volumes déclarés de gaz évacué et brûlé à la torche, d'émissions fugitives de gaz et de combustibles. D'autres rapports sur le site Web fournissent un contexte et des définitions. Le volume du produit est indiqué en $m^3$ pour les liquides et en $e^3m^3$ pour le gaz (milliers de mètres cubes) |
| 18 | https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st60b | Rapport annuel sur le torchage et l'évacuation résumant les résultats agrégés des volumes déclarés |
| 19 | https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st13 | Statistiques sur les usines de gaz/réseaux de collecte de gaz de l'Alberta |
| 20 | https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st39 | Statistiques sur les usines d'exploitation de sables bitumineux de l'Alberta, supplément mensuel |
| 21 | https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st53 | Résumé de la production in situ de sables bitumineux de l'Alberta |
| 22 | https://www.saskatchewan.ca/business/agriculture-natural-resources-and-industry/oil-and-gas/oil-and-gas-news-and-bulletins/oil-and-gas-statistical-reports | Étant donné que la Saskatchewan déclare également des données par l'entremise de Petrinex, le même type de données est en bonne partie disponible et peut être consulté |

| | | |
|---|---|---|
| | | sur son site Web *Oil and Gas Statistical Reports*; *Saskatchewan Fuel, Flare, and Vent* – volumes annuels de gaz par installation pour tous les types d'installations; *Gas Plant Report* – contient des renseignements sur la production de liquides de gaz naturel dans les usines de gaz |
| 23 | https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/natural-gas-oil/statistics | C'est à l'égard de la Colombie-Britannique que nous disposons du moins grand nombre de données, car la province n'a commencé que récemment à déclarer des données par l'entremise de Petrinex. Par le passé, nous l'avons simplement modélisée en utilisant les données de l'Alberta, car nous n'avions rien de mieux. Nous savons que ce n'est pas l'idéal, car son industrie est relativement nouvelle comparativement à celle d'autres provinces. Le peu de données disponibles se trouve à l'adresse ci-contre |
| 24 | https://www.geologic.com/products/geoscout/ | Données d'entrée de l'OPGEE intégrées au logiciel sur le pétrole brut de l'Ouest canadien qui permet d'extraire les données |
| 25 | https://ihsmarkit.com/products/accumap-accuLogs-training.html | Données d'entrée de l'OPGEE concernant la description du pétrole brut de l'Ouest canadien tirée des données déclarées par les entreprises et gérées par IHS Cera. |

# Annexe B. Données sur les prix

Afin de donner l'occasion à ECCC et aux autres utilisateurs de l'outil sur les FC d'affecter les répercussions en fonction de l'économie, dans le cadre des étapes clés 2, 3 et 4, l'équipe d'EarthShift Global recueille des données sur les prix pour tous les processus unitaires. Cela permet d'effectuer une affectation en fonction du prix et de la valeur ajoutée. Les prix n'ont pas encore tous été obtenus, mais les données recueillies jusqu'à maintenant sont incluses.

- Tous les coûts et les prix sont indiqués en dollars canadiens, sauf indication contraire.

## Pipeline de pétrole brut (pas de bitume)

**Transport, pipeline de liquides {Can.}**

Le coût par baril/km de 0,00181 $ a été calculé à partir des revenus de 2015 indiqués pour chaque pipeline dans le rapport de l'Office national de l'énergie (ONE) intitulé *Le réseau pipelinier du Canada 2016* (ONE, 2016a), lesquels ont été divisés par la longueur du pipeline. La longueur des pipelines est tirée des sources suivantes, par ordre de préférence : article de Choquette-Levy et coll., rapport de l'ONE et Wikipédia. Les détails du calcul se trouvent dans le cahier *3-9-1 Crude pipelines cost.xls*.

## Transport par camion

**Transport, train, diesel {CA}**

Le NACFE fournit le revenu par tkm pour 2016, qui est de 311,56 $ (NACFE, 2017) et qui est utilisé comme prix moyen.

## Modèle de transport par camion – grands routiers

Le Canadien Pacifique a déclaré des revenus de 6 232 millions de dollars en 2016 pour 135 952 millions de tonnes-milles, pour un coût de 0,0286 $/tkm (Chemin de fer Canadien Pacifique Limitée, 2017). Le Canadien National a déclaré des revenus de transport de marchandises de 11 326 millions de dollars en 2016 pour 214 327 millions de tonnes-milles, pour un coût de 0,0330 $/tkm (Canadien National, 2017). La moyenne pondérée de ces deux valeurs est de 0,0313 $/tonne-mille. (À noter que le total des marchandises déclarées par ces deux entreprises est légèrement supérieur à celui déclaré par Statistique Canada.)

## Raffinage du pétrole brut

Le processus de raffinage du pétrole brut entraîne un certain nombre de coproduits. Dans l'analyse de référence, les émissions de GES associées au raffinage sont affectées en fonction de la teneur en énergie des divers coproduits découlant des produits. Pour permettre l'affectation économique des extrants de raffinerie, les données sur les prix ont été recueillies à partir du PRELIM et sont résumées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 101: Paramètres économiques du PRELIM concernant les coproduits du raffinage du pétrole brut, exprimés en dollars canadiens.**

| | | | Coséfaction | Hydrocraquage |
|---|---|---|---|---|
| Produits | $/baril ($ CA) | MJ/baril ($ CA) | $/MJ ($ CA) | $/MJ ($ CA) |
| Essence mélangée | 97,64 | 4 823 | 0,020 | 0,020 |
| Carburant aviation/carburéacteur | 90,12 | 5 333 | 0,017 | 0,017 |
| DTFTS | 89,36 | 5 459 | 0,016 | 0,016 |
| Mazout | 85,35 | 5 493 | 0,016 | 0,016 |
| Fractions lourdes liquides | 53,52 | 6 440 | 0,008 | 0,008 |
| Coke | 10,43 | 6 596 | 0,002 | 0,008 |
| Hydrogène | 0,01 | 1,72 | 0,008 | 0,008 |
| GCR | 0,03 | 8,64 | 0,003 | 0,003 |
| GCR, excédent | 0,03 | 8,64 | 0,003 | 0,003 |
| Soufre ($/kg) | - | - | 0,080 | 0,080 |
| GPL | 0,24 | 15,10 | 0,016 | 0,016 |
| Charges pétrochimiques | - | - | 0,021 | 0,021 |
| Asphalte | 65,01 | 6 447 | 0,010 | 0,010 |
| Résidus – HC | 53,52 | 6 461 | 0,008 | |

# Annexe C. Intensités de l'électricité selon l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres

## C1. Approche

L'approche utilisée pour déterminer les intensités des émissions découlant de la production d'électricité dans l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres consiste à s'appuyer sur des données accessibles au public qui sont complétées par ECCC pour tenir compte des émissions indirectes. Les intensités des émissions directes et indirectes sont modélisées à l'aide du *Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* d'Environnement et Changement climatique Canada et de l'outil interne d'Environnement et Changement climatique Canada, respectivement. Les intensités des émissions des réseaux provinciaux et du réseau national pour l'année 2015 sont indiquées dans le tableau C-1.

| | Répercussions directes (RIN, 2017 – annexe 13, partie III) | Répercussions indirectes (outil interne d'ECCC) | Fourchette d'incertitude relative aux répercussions indirectes | | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Min. | Max. | |
| **Alb.** | 900 | 45 | 37,8 | 70,5 | 945 |
| **C.-B.** | 11 | 67 | 58,1 | 89,8 | 78 |
| **Man.** | 2,1 | 20,6 | 16,7 | 37,4 | 23 |
| **N.-B.** | 345 | 46 | 40,2 | 66,9 | 391 |
| **T.-N.** | 40 | 21 | 17,0 | 38,3 | 61 |
| **N.-É.** | 689 | 87 | 75,8 | 128,1 | 776 |
| **Ont.** | 38 | 22 | 19,5 | 34,8 | 60 |
| **Î.-P.-É.** | 26 | 242 | 212,1 | 297,3 | 268 |
| **Québec** | 1,3 | 10,9 | 8,2 | 21,9 | 12 |
| **Sask.** | 754 | 62 | 52,1 | 96,9 | 816 |
| **Yukon** | 47 | Exclu de la portée | - | - | Exclu de la portée |
| **T.N.-O.** | 209 | Exclu de la portée | - | - | Exclu de la portée |
| **Nun.** | 759 | Exclu de la portée | - | - | Exclu de la portée |
| **Can.** | 145 | 27 | 22,9 | 43,9 | 172 |

**Tableau C 1 : Intensités des émissions des réseaux provinciaux et du réseau national incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres. Les valeurs concernent l'année 2015 et sont exprimées en tonnes d'éq. $CO_2$/GWh.**

## C2. Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, partie 3

Le RIN fournit les intensités des émissions découlant de la production d'électricité dans la catégorie de la production d'électricité et de chaleur du secteur public (catégorie 1.A.1.a du GIEC) à l'échelle nationale et provinciale. Les producteurs autonomes qui, en partie ou en totalité, produisent de l'électricité pour leur propre usage et qui peuvent également vendre une partie de leur électricité au réseau sont exclus de la portée. La portée de la production d'électricité ne comprend que les producteurs dont l'activité principale est la production d'électricité. Les émissions associées à la petite quantité de production de vapeur pour services

publics sont donc incluses dans la portée de cette catégorie. Les intensités des émissions reflètent les émissions de GES associées à l'électricité fournie par le réseau. Les pertes d'énergie dans le cadre du transport et de la distribution ne sont pas prises en compte.

Les émissions de GES reflètent les émissions découlant de l'électricité par combustion. Les émissions se produisant hors des lieux, comme c'est le cas pour la production et le traitement de l'uranium dans le cadre de la production d'énergie nucléaire, sont exclues de la portée. De plus, les centrales nucléaires, hydroélectriques, éoliennes, solaires et marémotrices produisent peu de GES, qui proviennent généralement des génératrices au diesel servant de source d'alimentation de secours.

Des valeurs d'intensité des émissions découlant de la production d'électricité ont été établies pour chaque type de combustible au moyen d'estimations des émissions de GES et de données sur la production d'électricité. Les émissions de GES sont fondées sur le total des combustibles utilisés par le secteur des services publics, tel qu'il est indiqué dans le BDEEC, tandis que les données sur la production proviennent de CANSIM (2005-2013) et de la publication intitulée PTDE (1990-2004). Des facteurs d'émission régionaux sont appliqués aux émissions de charbon et de gaz naturel; toutefois, en ce qui concerne les combustibles restants, les facteurs d'émission propres à la région n'étaient pas disponibles et les facteurs d'émission déclarés à l'échelle nationale ont été appliqués. La méthodologie complète utilisée pour établir les intensités des émissions de GES est analysée au chapitre 3 et à l'annexe 3.1 du *Rapport d'inventaire national 1990-2015 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*.

Plusieurs sources de Statistique Canada ont fourni les valeurs liées à la production d'électricité et à la consommation de carburant. Les publications sont notamment le *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (BDEEC) (Statistique Canada, 57-003-X), *Production, transport et distribution d'électricité* (PTDE) (Statistique Canada, 57-202-X) et CANSIM (tableaux 1270006, 127-0007 et 127-0008).

## C3. Outil interne d'ECCC

### C 3.1. Champ d'application

L'outil sert à estimer les émissions d'électricité indirectes. Celles-ci peuvent être définies comme des émissions qui ne proviennent pas de processus de production d'électricité. Parmi les sources d'émissions indirectes, mentionnons le transport d'électricité, l'utilisation d'hexafluorure de soufre pendant le transport, les herbicides, les eaux usées, le béton, l'acier, le chauffage des infrastructures, les huiles lubrifiantes, les déchets radioactifs et l'utilisation de véhicules.

#### C 3.1.1. Unité fonctionnelle

L'outil est conçu pour évaluer les répercussions environnementales potentielles de la production d'électricité à partir de différentes sources, au Canada. Pour que les résultats de l'outil puissent être inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV de la Norme sur les combustibles propres, on a utilisé une unité fonctionnelle de production et de livraison de 1 MWh d'électricité produite et distribuée au Canada en 2017. La composition du réseau canadien de 2015 a été appliquée. L'outil repose sur les valeurs du potentiel de réchauffement planétaire de 2013 établies par le GIEC.

#### C. 3.1.2. Règles d'affectation

L'affectation par défaut est fondée sur la teneur en énergie. Dans le cas de la cogénération, le facteur d'affectation répartit les intensités des émissions (utilisation de la cogénération, infrastructures, le cas échéant, et approvisionnement en combustible) en fonction de la teneur en

énergie afin d'éviter que les émissions de vapeur ne soient incluses dans les émissions découlant de la production d'électricité.

### C 3.1.3. Limites du système

L'outil évalue l'intensité en carbone de la production d'électricité au Canada, des étapes de l'exploitation et de l'extraction des ressources, du traitement et de la production d'électricité jusqu'au réseau. Le cycle de vie de toutes les filières est divisé en quatre étapes principales du cycle de vie : approvisionnement en combustible (le cas échéant), construction d'infrastructures, exploitation et transport/distribution.

Voici des détails sur les étapes du cycle de vie :

- L'étape de l'approvisionnement en combustible comprend l'extraction et le raffinage du combustible utilisé pour produire l'électricité.
- L'étape des infrastructures concerne la construction proprement dite de l'usine et de l'équipement.
- L'étape de l'exploitation englobe la production d'électricité et tous les services et produits nécessaires à cette activité. En plus de cette étape, il y a deux sous-étapes (système de contrôle des émissions) pour certaines filières : le système de captage du carbone et la lutte contre la pollution (contrôle des émissions de $NO_x$ et de $SO_2$).
- Le transport et la distribution incluent les infrastructures, l'équipement, les produits et les services requis pour transporter l'électricité du site de production à l'utilisateur final.
- Les sous-systèmes d'approvisionnement et de gestion des déchets se rapportent respectivement, pour chacun des sous-systèmes précédents, à toutes les activités qui découlent :
    - de l'approvisionnement en ressources (eau, énergie, produits chimiques, matières), y compris l'extraction, le traitement et la transformation des ressources naturelles et les divers modes de transport vers les sites d'utilisation des ressources (sites de préproduction, de production, de distribution, d'utilisation et de gestion en fin de vie).
    - du transport et du traitement/de la gestion des déchets générés au cours des étapes du cycle de vie du produit, compte tenu de toutes les options de récupération possibles.

### C 3.1.4. Limites géographiques et temporelles

Certains processus compris dans les limites du système pourraient avoir lieu n'importe où ou à n'importe quel moment, pour autant qu'ils soient nécessaires à l'unité fonctionnelle.

Par exemple, les processus associés à l'approvisionnement et la gestion des déchets (processus d'arrière-plan) peuvent avoir lieu au Canada ou ailleurs dans le monde. De plus, certains processus peuvent générer des émissions sur une plus longue période que 2017. C'est le cas de l'enfouissement des déchets, qui engendre des émissions (biogaz et lixiviat) sur une période dont la longueur (de plusieurs décennies à plus d'un siècle ou d'un millénaire) dépend de la conception et de l'exploitation des cellules d'enfouissement et de la modélisation de leurs émissions dans l'environnement.

### C 3.1.5. Filières de production d'électricité

Les filières de production d'électricité incluses dans l'outil comprennent les suivantes :

- Chaudières à vapeur au charbon avec ou sans système de captage du carbone (SCC), utilisant différents combustibles (charbon bitumineux et subbitumineux et lignite).
- Turbines à gaz naturel pour cycle combiné ou à cycle simple avec ou sans SCC, utilisant du gaz naturel classique ou non classique (gaz de schiste).

- Chaudières à vapeur à biomasse avec ou sans SCC et chaudière de cogénération utilisant de la biomasse provenant de la forêt, soit du bois sur pied ou des résidus (granules ou copeaux de bois brûlés dans des centrales à cycle simple ou de cogénération).
- Hydroélectricité provenant d'un réservoir ou au fil de l'eau.
- Énergie éolienne côtière.
- Chaudières converties au gaz naturel : ce modèle couvre l'électricité produite à partir du gaz naturel dans les anciennes centrales alimentées au charbon.
- Production combinée de chaleur et d'électricité (gaz naturel) : ce modèle couvre l'électricité produite à partir du gaz naturel provenant de sites classiques et non classiques, plus précisément le gaz de schiste. Cette filière inclut la cogénération d'électricité et de chaleur.
- Énergie thermique solaire : ce modèle couvre l'électricité produite dans les centrales thermiques solaires à concentration. Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'étape de l'approvisionnement en combustible est exclue pour cette filière.
- Énergie solaire photovoltaïque : ce modèle couvre l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques. Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'étape de l'approvisionnement en combustible est exclue pour cette filière. Différentes technologies et puissances installées seront incluses dans cette filière, car elles présentent un inventaire du cycle de vie différent.
- Énergie nucléaire : ce modèle couvre la technologie CANDU de production d'électricité à partir de la fusion nucléaire.
- Diesel (production hors réseau) : ce modèle couvre l'électricité produite à partir du diesel dans des sites hors réseau, principalement dans les régions du nord du pays.
- Chaudières au gaz naturel à l'échelle commerciale : ce modèle couvre l'électricité produite à l'aide de chaudières à partir de gaz naturel provenant de sites classiques et non classiques.

## C 3.2. Sources de données

Les infrastructures et l'approvisionnement en combustible sont modélisés à l'aide de la base de données ecoinvent 3.4, qui constitue la base principale et qui est complétée par les données canadiennes et provinciales concernant les principaux paramètres (puissance installée, provenance des matières premières, emplacement des mines, etc.), lorsqu'elles sont disponibles. Les données de l'étape d'exploitation se fondent sur les données canadiennes, à savoir celles de l'INRP pour les émissions, les statistiques nationales et provinciales pour d'autres paramètres clés comme l'efficience, les échanges avec d'autres régions, etc. Les données sur le transport et la distribution sont tirées d'ecoinvent 3.4, pour ce qui est des infrastructures, et des statistiques canadiennes et provinciales, pour ce qui est des paramètres clés (kilomètres de lignes, pertes pendant le transport). Les données manquantes sont complétées à l'aide de sources documentaires et de données de substitution.

## C 3.3. Méthodologie

L'outil fournit les intensités des émissions sur une base technologique. On détermine l'intensité des émissions d'une province en pondérant chaque technologie compte tenu de sa contribution au réseau provincial global. On établit l'intensité des émissions à l'échelle nationale en pondérant chaque technologie compte tenu de sa contribution au réseau provincial.

# Annexe D. Outil d'inventaire des émissions des navires (OIEN) du Canada pour 2015

## D 1. Approche

L'OIEN a servi à calculer les émissions de GES liées au transport maritime de pétrole brut au Canada. Cela comprend le transport maritime de pétrole brut au Canada et les importations internationales de pétrole brut. L'OIEN contient des données sur les émissions du transport maritime, réparties par type de fret. Les données de l'OIEN sur chaque expédition comprennent le type de navire, l'heure de début de l'expédition, l'heure de fin de l'expédition, le point de départ, la destination, le temps d'activité, la distance, la consommation de carburant, les émissions de GES, le type de fret et la quantité de fret.

## D 2. Contexte

L'inventaire des émissions des navires du Canada est la première et seule source de données sur les émissions des navires au Canada. Il a été élaboré par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), avec l'aide d'un entrepreneur, afin de comprendre et de réduire les émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre provenant des navires. Il s'agit d'un inventaire complet des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre des navires commerciaux, tant canadiens qu'internationaux, qui naviguent dans les eaux territoriales canadiennes; l'évaluation se fait à l'échelle nationale et régionale, ainsi que par port, terminal et type de navire.

En 2016, ECCC a mis à jour l'inventaire à l'aide des données de 2015 du Système d'information sur la navigation maritime (INNAV) de la Garde côtière canadienne (GCC). Cela a donné lieu à un inventaire complet des activités de transport maritime, de la consommation d'énergie et des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre des navires commerciaux au Canada. L'inventaire comprend maintenant toutes les catégories de navires commerciaux faisant l'objet d'un suivi par la GCC dans les eaux territoriales du Canada, ainsi que les petites embarcations commerciales, comme les traversiers, les remorqueurs et les bateaux de pêche, qui ne sont pas entièrement représentées dans les données de la GCC sur les déplacements. Toutes les régions côtières ainsi que les rivières et les lacs intérieurs sont inclus dans l'inventaire.

## D 3. Limites

Les limites géographiques de l'inventaire national comprennent les eaux territoriales du Canada, ainsi que l'ensemble des rivières et des lacs intérieurs où l'activité maritime commerciale est importante. Les eaux territoriales du Canada s'étendent sur 200 milles marins au large, à l'exception d'une partie de l'est du Canada où il y a une frontière commune entre le Canada et le Groenland.

Les émissions des navires associées aux plateformes en mer et aux unités mobiles de forage dans les champs pétrolifères Hibernia, à environ 300 km à l'est de Terre-Neuve, et dans les champs pétrolifères Panuke, à environ 300 km au large de la Nouvelle-Écosse, sont également incluses dans l'inventaire révisé.

Les limites opérationnelles de l'inventaire comprennent tous les navires commerciaux, dont les émissions sont réparties en fonction de ce qui suit :

- expéditions intérieures et internationales;
- catégorie de navire (p. ex. porte-conteneurs de la marine marchande, vraquier de la marine marchande);
- type de moteur (propulsion, auxiliaire) et chaudières;

- modes d'activité, y compris le fait de faire route, l'accostage et l'ancrage;
- taille du moteur du navire faisant route (capacité installée en kW et taille du cylindre en litres);
- modes d'activité, y compris le fait de faire route, l'accostage et l'ancrage;
- type d'émission (émissions fugitives et d'échappement);
- type de carburant (distillat et huiles résiduelles).

Le fait de faire route concerne tous les déplacements de navires, peu importe la vitesse. L'accostage se produit lorsqu'un navire est stationnaire à n'importe quel poste d'accostage identifiable au Canada (p. ex. terminal, quai ou section de quai). L'ancrage se produit à tout autre moment où un navire est stationnaire.

## D 4. Sources d'émissions

Les sources d'émissions incluses dans l'OIEN sont les suivantes :

- émissions du moteur principal, en cours de route et pendant les manœuvres (ou à faible charge pour les navires sans moteur principal lorsqu'ils sont au poste d'accostage et d'ancrage);
- émissions des moteurs auxiliaires, tous les modes de fonctionnement, y compris au poste d'accostage et d'ancrage;
- émissions des chaudières, tous les modes de fonctionnement;
- émissions fugitives des composés organiques volatils (COV) découlant du transport maritime de pétrole par l'entremise de pétroliers et de barges.

## D 5. Carburants marins

Les navires de la marine marchande/navires océaniques utilisent habituellement du mazout lourd, mazout résiduel ayant une teneur en soufre plus élevée que la plupart des autres carburants, soit environ de 2 à 3 % en poids. Selon les normes relatives à la zone de contrôle des émissions, ces navires n'avaient pas à changer de carburant lorsqu'ils entraient dans les eaux canadiennes. Les autres carburants marins sont le diesel marin et le gazole marin, qui sont raffinés et moins visqueux et qui ont une teneur réduite en soufre.

## D 6. Méthode générale de calcul des émissions

L'OIEN est un inventaire fondé sur les activités, par opposition à un inventaire fondé sur la consommation de carburant. Selon les données INNAV et les données des systèmes d'identification automatique, il est possible de suivre le trajet de tout navire dans la base de données et d'estimer la demande d'énergie, la consommation de carburant et les émissions de polluants connexes. Un inventaire fondé sur les activités établit un lien entre les facteurs d'émission (en grammes d'émissions par kWh d'énergie consommée) et les mesures d'activité qui fournissent des estimations de l'énergie consommée par les moteurs du navire. Pour ce qui est de la chaudière du navire, des facteurs d'émission fondés sur le combustible sont utilisés, c'est-à-dire les émissions en kg par tonne de combustible consommé par la chaudière.

L'OIEN applique une méthode de calcul fondée sur les activités, exprimée par l'équation :

$$E = \sum_i \{(MP * FC_{MP} * \Delta T * FE_{MP}) + (AE * FC_{MA} * \Delta T * FE_{MA}) + (CH * \Delta T * FE_{CH})\} \quad (1)$$

où les paramètres essentiels des émissions des navires sont les suivants :

- E = Émissions, additionnées pour tous les modes (faisant route, ancrage, accostage)
- MP = Capacité du moteur principal ou puissance maximale continue (PMC) en kW
- MA = Capacité totale du ou des moteurs auxiliaires, en kW
- FC = Facteur de charge du moteur (en fonction de la vitesse entre les segments)
- FE = Facteur d'émission, en g/kWh pour les moteurs et en kg/tonne de combustible pour les chaudières
- CH = Taux de consommation de combustible des chaudières en tonnes/h
- ΔT = Temps par mode (faisant route, accostage, ancrage), en heures

L'équation 1 constitue la base de l'OIEN, et la fiabilité de l'inventaire repose sur l'utilisation des paramètres les plus précis et les plus à jour concernant les émissions des navires, soit les facteurs d'émission, les caractéristiques des navires et les cotes des moteurs, les meilleures estimations de la vitesse des navires, les facteurs de charge et le temps passé dans chaque mode.

La méthode d'estimation de la charge du moteur principal représente un facteur essentiel pour estimer les émissions. L'OIEN estime la charge du moteur de façon dynamique, à partir de la vitesse instantanée du navire. Le fondement de ce calcul est la loi d'hélice :

$$FC = (V_{inst}/V_{max})^3 \quad (2)$$

Où :

- FC = facteur de charge du moteur
- $V_{inst}$ = vitesse du navire dans l'eau, calculée à partir des données INNAV et corrigée à l'aide du modèle de prévision Webtide
- $V_{max}$ = vitesse maximale ou de conception du navire, selon les données sur les caractéristiques du navire

Cependant, d'autres facteurs peuvent modifier de façon importante la charge du moteur principal, comme la hauteur de la partie immergée du navire (tirant d'eau instantané), la propreté de la coque et le mauvais temps. Conformément aux méthodes et aux hypothèses utilisées dans la Troisième étude de l'Organisation maritime internationale (OMI) sur les GES, l'OIEN adopte la formule de l'amirauté pour estimer la charge du moteur principal, selon laquelle la puissance est liée au déplacement de la coque à la puissance de 0,6667 :

$$FC = \{(t_{inst}/t_{max})^{0,6667*}(V_{inst}/V_{max})^3\}/(\eta_m*\eta_s) \quad (3)$$

Où :

- $t_{ins}$ = tirant d'eau instantané (indication de la charge du navire), en mètres
- $t_{max}$ = tirant d'eau maximal du navire, en mètres
- $\eta_m$ = facteur de réduction de l'efficacité en raison de mauvaises conditions météorologiques, fixé à 0,90 pour les eaux côtières
- $\eta_s$ = facteur de réduction de l'efficacité en raison de salissures sur la coque, établi à 0,91, conformément à la Troisième étude de l'OMI sur les GES

## D 7. Sources de données

Plusieurs ensembles de données primaires sont utilisés pour connaître à la fois l'activité et les caractéristiques des navires :

- données de la Garde côtière canadienne – appelées « données INNAV », il s'agit de données sur les déplacements enregistrées pour tous les navires commerciaux de plus de 200 tonneaux de jauge brute qui ont navigué dans les eaux canadiennes en 2015 (identification du navire, vitesse, latitude/longitude, point de départ/destination, heures);
- données des systèmes d'identification automatique – Le SIA est un système automatisé de suivi des navires qui en sont munis et un système de diffusion par transpondeur qui fonctionne au moyen de la bande VHF attribuée aux communications mobiles maritimes. Les données de position historiques des SIA ont été tirées de IHS Maritime & Trade pour connaître l'activité des navires commerciaux dans l'Arctique canadien (identification du navire, vitesse, latitude/longitude, point de départ/destination, heures);
- données de Seaweb de Lloyd's sur les caractéristiques des navires (taille des navires, capacité des moteurs, vitesse de conception, année de construction).

Des données provenant notamment d'autres inventaires, de sites Web d'administrations portuaires, d'intervenants du projet et d'AISLive (outil dynamique de surveillance du trafic maritime d'IHS Maritime) ont également été intégrées à l'outil.

## Annexe E. Données à l'appui des décisions relatives aux critères d'élimination

Les résultats présentés ci-dessous ont été produits pour orienter les décisions relatives à l'exclusion des processus des cycles de vie des combustibles fossiles. Toutes les données proviennent de la base de données CEDA sur les intrants et les extrants environnementaux aux États-Unis. Vous trouverez des documents de référence à l'adresse suivante : https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.9b00084

**Tableau 102: Fabrication de tous les autres produits du pétrole et du charbon, contribution aux répercussions totales du secteur**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de la contribution totale |
|---|---|---|
| Fabrication de tous les autres produits du pétrole et du charbon | 0,57564 | 41,2 % |
| Raffineries de pétrole | 0,401054 | 28,7 % |
| Extraction de pétrole et de gaz | 0,101845 | 7,3 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,08077 | 5,8 % |
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 0,044006 | 3,1 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,042443 | 3,0 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,03736 | 2,7 % |
| Transport par pipeline | 0,020912 | 1,5 % |
| Fabrication de tous les autres produits chimiques inorganiques de base | 0,008358 | 0,6 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,006924 | 0,5 % |
| Commerce de gros | 0,004722 | 0,3 % |
| Transport par camion | 0,004091 | 0,3 % |
| Fabrication de matières plastiques et de résines | 0,003903 | 0,3 % |
| Fabrication de contenants en carton | 0,003818 | 0,3 % |
| Revêtement, gravure, traitement thermique et activités analogues | 0,003636 | 0,3 % |
| Entretien et réparation d'immeubles non résidentiels | 0,003146 | 0,2 % |
| Extraction de charbon | 0,003025 | 0,2 % |
| Services de recherche et de développement scientifiques | 0,002528 | 0,2 % |
| Tous les autres | 0,049563 | 3,5 % |

**Tableau 103: Distribution de gaz naturel, contribution aux répercussions totales**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de la contribution totale |
|---|---|---|
| Distribution de gaz naturel | 2,149767 | 82,2 % |
| Transport par pipeline | 0,209622 | 8,0 % |
| Extraction de pétrole et de gaz | 0,148947 | 5,7 % |
| Extraction de charbon | 0,031959 | 1,2 % |
| Raffineries de pétrole | 0,005411 | 0,2 % |

| | | |
|---|---|---|
| Distribution de gaz naturel | 0,0052 | 0,2 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,004379 | 0,2 % |
| Transport ferroviaire | 0,004137 | 0,2 % |
| Fabrication de produits métalliques architecturaux et d'ornementation | 0,002962 | 0,1 % |
| Tous les autres | 0,052045 | 2,0 % |

**Tableau 104: Raffineries de pétrole, contribution aux répercussions totales**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de la contribution totale |
|---|---|---|
| Raffineries de pétrole | 1,244085 | 67,0 % |
| Extraction de pétrole et de gaz | 0,258896 | 13,9 % |
| Raffineries de pétrole | 0,131072 | 7,1 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,052593 | 2,8 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,045334 | 2,4 % |
| Transport par pipeline | 0,040938 | 2,2 % |
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 0,013204 | 0,7 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,010709 | 0,6 % |
| Fabrication de tous les autres produits chimiques inorganiques de base | 0,010267 | 0,6 % |
| Commerce de gros | 0,004479 | 0,2 % |
| Entretien et réparation d'immeubles non résidentiels | 0,003809 | 0,2 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,003349 | 0,2 % |
| Tous les autres | 0,035556 | 1,9 % |

**Tableau 105: Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base (y compris la production d'éthanol), contribution aux répercussions totales**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de la contribution totale |
|---|---|---|
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 1,762082 | 64,9 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,268631 | 9,9 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,134061 | 4,9 % |
| Raffineries de pétrole | 0,102316 | 3,8 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,081962 | 3,0 % |
| Cultures céréalières | 0,059237 | 2,2 % |
| Fabrication de tous les autres produits chimiques inorganiques de base | 0,034874 | 1,3 % |
| Fabrication d'alcalis et de chlore | 0,023938 | 0,9 % |
| Fabrication de matières plastiques et de résines | 0,02192 | 0,8 % |

| | | |
|---|---|---|
| Fabrication d'engrais | 0,018851 | 0,7 % |
| Toutes les autres cultures agricoles | 0,0166 | 0,6 % |
| Fabrication de gaz industriels | 0,009872 | 0,4 % |
| Transport ferroviaire | 0,009333 | 0,3 % |
| Commerce de gros | 0,009172 | 0,3 % |
| Fabrication de tous les autres produits chimiques et de toutes les autres préparations | 0,008582 | 0,3 % |
| Raffinage et mélange d'huiles et de graisses | 0,008433 | 0,3 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,008333 | 0,3 % |
| Tous les autres | 0,13049 | 4,8 % |

**Tableau 106: Raffinage et mélange d'huiles et de graisses, contribution aux répercussions totales**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de la contribution totale |
|---|---|---|
| Transformation du soja et d'autres graines oléagineuses | 0,340427 | 21,8 % |
| Culture de graines oléagineuses | 0,312675 | 20,0 % |
| Raffinage et mélange d'huiles et de graisses | 0,227836 | 14,6 % |
| Cultures céréalières | 0,076857 | 4,9 % |
| Mouture humide du maïs | 0,066555 | 4,3 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,066358 | 4,3 % |
| Abattage, équarrissage et transformation d'animaux (à l'exception de la volaille | 0,035988 | 2,3 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,034197 | 2,2 % |
| Transport ferroviaire | 0,019283 | 1,2 % |
| Élevage de bovins | 0,018284 | 1,2 % |
| Culture de coton | 0,011743 | 0,8 % |
| Transport par camion | 0,010568 | 0,7 % |
| Fabrication de contenants en carton | 0,010233 | 0,7 % |
| Fabrication d'autres produits en plastique | 0,010149 | 0,7 % |
| Élevage de bovins laitiers et production laitière | 0,009387 | 0,6 % |
| Commerce de gros | 0,008834 | 0,6 % |
| Toutes les autres cultures agricoles | 0,008725 | 0,6 % |
| Fabrication de bouteilles en plastique | 0,008538 | 0,5 % |
| Fabrication de tous les autres sacs en papier et de papier couché et traité | 0,005617 | 0,4 % |
| Extraction de charbon | 0,005051 | 0,3 % |
| Tous les autres | 0,267901 | 17,2 % |

## Annexe F. Sommaire des résultats liés à l'intensité en carbone des combustibles fossiles

<voir la feuille Excel fournie avec le rapport>

## Annexe G. Résumé des réponses au comité d'examen critique

<voir la feuille Excel fournie avec le rapport>

# Étape clé 3 – Rapport final

# Numéro d'appel d'offres : 5000038224

# Étape clé 3 – Méthodologie pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone et valeurs de l'intensité en carbone par défaut

*Présenté à :*

**Environnement et Changement climatique Canada (ECCC)**
Gatineau (Québec)

*Présenté par :*

**EarthShift Global LLC**
C. P. 314, succ. Main
Eastern Passage (Nouvelle-Écosse)  B3G 1M6
www.earthshiftglobal.com

**WSP USA Inc.**
One Penn Plaza 2e étage
New York NY  10119  ÉTATS-UNIS
https://www.wsp.com/en-US

**Introspective Systems**
148 Middle St., bureau 1D
Portland ME  04101  ÉTATS-UNIS
www.introspectivesystems.com

# Table des matières

**Glossaire** ..... **xv**

**Unités** ..... **xvi**

**1. Introduction** ..... **1**

**2. Définition de l'objectif et de la portée** ..... **3**

2.1 Fonction ..... 3

2.2 Unité fonctionnelle ..... 4

2.3 Limites du système ..... 4

2.4 Descriptions des systèmes de production de combustibles ..... 5

2.5 Critères de coupure ..... 5

2.6 Procédés exclus ..... 6

2.7 Hypothèses ..... 7

2.8 Attribution aux coproduits ..... 7

2.9 Méthode d'évaluation d'impact ..... 10

2.10 Limites de l'étude ..... 10

2.11 Limites de la méthodologie de l'ACV ..... 11

**3. Approche de modélisation pour les combustibles à faible intensité en carbone** ..... **11**

3.1 Sélection des filières ..... 11

3.2 Collecte des données de l'ICV ..... 12

3.3 Préférences en matière de qualité des données ..... 16

3.4 Quantifier la qualité des données et l'incertitude ..... 17

3.5 Approche de modélisation et calculs d'intensité en carbone des combustibles à faible intensité en carbone ..... 19

**4. Systèmes agricoles pour les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus des cultures** ..... **23**

4.1 Aperçu du développement de l'ICV agricole ..... 23

4.2 Portée de l'ICV agricole ..... 25

4.3 Sources des données ..... 27

4.4 Catégories de données dans l'ICV agricole ..... 28

4.5 Lacunes par rapport aux données et incertitude dans l'ICV agricole ..... 38

4.6 Émissions de produits agrochimiques en amont ..... 38

4.7 Valeurs de l'intensité en carbone des cultures ..... 39

4.8 Valeurs de l'intensité en carbone des résidus de culture ..... 47

**5. Combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures** ..... **52**

5.1 Limites et descriptions du système des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures ..... 52

5.2 Approche de modélisation pour les combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures ....61
5.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus des cultures ....64
5.4 Résultats sur l'intensité en carbone des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures ....71
5.5 Lacunes et limites des données sur les combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures ....77
**6. Combustibles liquides non classiques à faible intensité en carbone issus de cultures 79**
6.1 Introduction aux combustibles liquides non classiques à faible intensité en carbone issus de cultures ....79
6.2 Éthanol cellulosique ....80
6.3 Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) ....93
6.4 Combustible de biocarburéacteur renouvelable ....105
**7. Combustibles liquides à faible intensité en carbone dérivés de déchets ....113**
7.1 Introduction aux combustibles liquides à faible intensité en carbone dérivés de déchets 113
7.2 Biodiesel issu de suif de bœuf ....113
7.3 Biodiesel de graisse jaune ....119
7.4 Éthanol de DSM ....124
**8. Gaz naturel renouvelable (GNR) ....129**
8.1 GNR de gaz d'enfouissement ....130
8.2 GNR de boues de traitement d'eaux usées ....134
8.3 GNR de matières organiques de DSM ....140
8.4 GNR de fumier de bétail ....143
8.5 Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNR ....146
8.6 Lacunes et limites des données sur le GNR ....147
**9. Hydrogène ....148**
9.1 Limites et descriptions techniques du système des combustibles à base d'hydrogène 148
9.2 Approche de modélisation des combustibles à base d'hydrogène ....154
9.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles à base d'hydrogène ....156
9.4 Résultats de l'intensité en carbone des combustibles à base d'hydrogène ....159
**10. Combustibles solides à faible intensité en carbone ....166**
10.1 Limites et descriptions techniques du système des combustibles solides à faible intensité en carbone ....166
10.2 Approche de modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone ....178
10.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles solides à faible intensité en carbone ....180

10.4 Résultats de l'intensité en carbone des combustibles solides à faible intensité en carbone ....189
10.5 Lacunes et limites des données sur les combustibles solides à faible intensité en carbone ....191
**11. Huiles de pyrolyse ....192**
11.1 Limites et descriptions techniques du système des huiles de pyrolyse....192
11.2 Inventaire du cycle de vie des huiles de pyrolyse....197
11.3 Résultats de l'intensité en carbone des huiles de pyrolyse....199
**12. Interprétation et conclusions ....201**
12.1 Interprétation....201
12.2 Limites ....206
12.3 Conclusions et recommandations ....207
**13. Références ....208**
**Annexe A. Données et informations supplémentaires sur les filières de combustibles à faible intensité en carbone. ....218**
A1. Données sur l'intensité en carbone des produits agrochimiques ....218
A2. Facteurs de composition des céréales, des semences et des aliments pour animaux...220
A3. Éthanol cellulosique ....221
**Annexe B. Transmission et distribution. ....223**
B1. Aperçu ....223
B2. Limites et descriptions du système de transport....224
B3. Approche de modélisation du transport ....226
B4. Inventaire du cycle de vie du transport ....230
**Annexe C. Intensités des émissions associées à l'électricité dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres. ....232**
C1. Approche ....232
C2. Partie 3 – Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2015 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada....233
C3. Outil interne d'ECCC....234
C 3.2. Sources des données ....236
C 3.3. Méthodologie ....236
**Annexe D. Méthodes supplémentaires et descriptions des calculs. ....237**
D1. Traitement du recyclage dans l'ACV ....237
D2. Données à l'appui des décisions de coupure ....243

# Liste des figures

Figure 1. Limite générale du système pour les combustibles fossiles et les combustibles à faible intensité en carbone dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. ..... 5

Figure 2. Diagramme du procédé, incluant les intrants, les procédés et l'unité fonctionnelle des cultures étudiées.....27

Figure 3 : Total des intensités en carbone des cultures céréalières et oléagineuses canadiennes (à gauche, en bleu) et contribution de la transformation des terres (COS) (à droite, en orange), montrant l'importance de l'incertitude liée au COS. .....46

Figure 4. Limites du système et activités du cycle de vie du bioéthanol dérivé des matières premières de cultures céréalières, de la culture à la combustion. .....57

Figure 5. Limites du système et activités du cycle de vie du biodiesel dérivé des matières premières de cultures oléagineuses, de la culture à la combustion. .....60

Figure 6 : Modules des filières de biocombustibles classiques à base de cultures. .....62

Figure 7 : Modules de la filière de l'éthanol cellulosique.....82

Figure 8 : Diagramme du procédé de production d'éthanol cellulosique.....87

Figure 9 : Modules de la filière du DRPH .....96

Figure 10 : Diagramme du procédé de production du DRPH.....100

Figure 11. Limites du système pour la production de combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée et d'huile de canola. .....107

Figure 12. Limites du système pour la production de biodiesel à partir de suif de bœuf. .....116

Figure 13. Limites du système pour la production de biodiesel à partir de graisse jaune dérivée d'huile de cuisson usée. .....120

Figure 14. Limites du système pour la production d'éthanol à partir de résidus de jardin dérivés de DSM. .....126

Figure 15. Limites du système pour la production de GNR à partir de gaz d'enfouissement. ..131

Figure 16. Limites du système pour la production de GNR à partir de boues de traitement d'eaux usées. .....135

Figure 17. Limites du système pour la production de GNR à partir de matières organiques de DSM. .....141

Figure 18. Limites du système pour la production de GNR à partir de fumier. .....145

Figure 19. Limites du système et activités du cycle de vie de l'extraction à l'utilisation pour les combustibles à base d'hydrogène dérivés de l'électrolyse de l'eau, du SMR du gaz naturel et de la gazéification/reformage de gaz de synthèse à partir de biomasse ligneuse.....151

Figure 20. Limites du système et activités du cycle de vie des combustibles solides dérivés de matières premières de biomasse ligneuse, de l'extraction à la combustion. Il faut noter que la « récolte bioénergétique » se réfère à la récolte progressive de la biomasse forestière debout au-delà de la récolte commerciale habituelle de bois d'œuvre. .....170

Figure 21. Relation entre le PCS et le PCI et la teneur en humidité de combustibles solides à base de bois (Ressources naturelles Canada, 2017b). .....174

Figure 22. Limites du système et activités du cycle de vie de la production de bio-huile à partir de deux types de pyrolyse rapide utilisant des matières premières de biomasse, de l'extraction à la combustion. ....194

Figure 23. Vue d'ensemble d'un système mobile de pyrolyse rapide utilisant des résidus de récolte forestière pour produire de la bio-huile (Ayer et Dias, 2018). ....196

Figure 24. Déroulement du procédé montrant les composantes et les étapes du procédé de pyrolyse rapide d'Ensyn pour convertir de la biomasse ligneuse en bio-huile (http://www.ensyn.com/technology.html) (en anglais seulement). ....196

Figure 25. Incertitude relative aux produits de bioéthanol brûlés (le terme « céréale » inclut le blé, le maïs et l'orge, sauf indication contraire), en utilisant les données sur les installations de production d'éthanol déclarées par les producteurs dans les CEPR pour le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. ....203

Figure 26. Incertitude relative aux produits de biodiesel brûlés. Les procédés fondés sur les « données des producteurs » représentent des valeurs tirées des CEPR pour le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan. ....204

Figure 27. Incertitude relative aux produits aviation brûlés. ....205

Figure 28. Incertitudes relatives aux intensités en carbone de la combustion des combustibles dérivés du bois. ....205

Figure 29. Incertitude relative à l'intensité en carbone des combustibles à base d'hydrogène brûlés. ....206

Figure 30. Avec le recyclage, deux produits sont créés à des moments différents. ....237

Figure 31. Les procédés nécessaires pour créer un produit qui est mis dans le bac de recyclage en fin de vie (produit 1) et le produit créé au moment 2 (produit 2) sont désignés par l'indice. 238

Figure 32. Dans l'approche de la charge évitée ou de la boucle fermée, la première vie prend la charge du procédé de recyclage mais obtient le crédit pour la matière vierge évitée par la deuxième vie. ....239

Figure 33. Dans la méthode des coupures, la première vie se voit attribuer les charges à l'élimination. La deuxième vie est exemptée des charges relatives à la matière, à l'exception du procédé de remise à neuf. ....240

Figure 34. Dans l'approche fondée sur le marché, les charges sont attribuées différemment en fonction du marché pour le produit recyclé. ....242

# Liste des tableaux

Tableau 1. Facteurs de caractérisation pour le calcul des intensités en carbone à l'aide du PRP 100 du 5RE GIEC. .....10

Tableau 2. Teneur en humidité des grandes cultures étudiées .....25

Tableau 3. Sources des données sur les taux d'application des engrais pour différentes cultures .....30

Tableau 4 : Valeurs d'émissions d'éléments nutritifs et de pesticides du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) utilisées dans les filières, en grammes par kg. .....39

Tableau 5 : Données sur les pratiques de gestion des cultures céréalières par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC sur la base des rapports de la CRSC et d'autres sources). .....40

Tableau 6 : Données sur la gestion des cultures oléagineuses par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche), telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.....41

Tableau 7. Données sur l'utilisation d'énergie en agriculture par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche) pour les cultures céréalières, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC, à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.....41

Tableau 8. Données sur l'utilisation d'énergie en agriculture par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche), pour les cultures oléagineuses, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.....42

Tableau 9. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes (pondérées en fonction de la production) de l'intensité en carbone (du berceau à la porte de la ferme), y compris les contributions du COS pour les principales matières premières de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/kg de culture produite (sur la base de la matière sèche), indiquées avec les valeurs déclarées par la CRSC (rapports précédemment cités; les valeurs avec le signe « ~ » sont estimées à partir des travaux de Churchill et O'Connor, 2017).....43

Tableau 10. Valeurs d'intensité en carbone moyennes provinciales et canadiennes (pondérées par la production) du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte), *excluant* les contributions de COS pour les principales matières premières de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/kg de culture produite (sur la base de la matière sèche). .....44

Tableau 11 : Résultats de l'analyse d'incertitude concernant les IC de la production agricole du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) dans la bibliothèque du CALDC.....45

Tableau 12 : Teneur en azote dans la biomasse aérienne pour les matières premières d'éthanol cellulosique utilisé ici, en kg N par tonne de matière sèche (résidus) (Thiagarajan et coll., 2018), utilisée pour calculer la contribution du remplacement des éléments nutritifs à l'intensité en carbone des résidus de culture. .....48

Tableau 13 : Rendements moyens provinciaux et nationaux des résidus de culture au Canada et distance de collecte généralisée pour la paille de blé et les cannes de maïs utilisées pour estimer l'intensité en carbone de la contribution de la collecte des résidus. .....49

Tableau 14 : Valeurs moyennes provinciales et nationales (pondérées en fonction de la production) de l'intensité de carbone de la canne de maïs provenant de la collecte, remplaçant

l'azote retiré de la biomasse collectée, et le total combiné, en kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche). ....49

Tableau 15 : Valeurs moyennes provinciales et nationales (pondérées en fonction de la production) de l'intensité de carbone de la paille de blé (dur et non dur) provenant de la collecte, remplaçant l'azote retiré de la biomasse collectée, et le total combiné, en kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche). ....50

Tableau 16 : Résultats de l'analyse d'incertitude sur les IC des résidus de culture. ....51

Tableau 17. Résumé des filières de combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser (les matières premières marquées d'un astérisque ne sont pas modélisées en détail ici). ....53

Tableau 18. Capacités des usines de bioéthanol à base de cultures en activité au Canada en septembre 2018, par emplacement, matière première, capacité annuelle en millions de litres et coproduits (Ethanol Producer Magazine, 2019). ....54

Tableau 19 : Matières premières de cultures céréalières utilisées en 2016 (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018) ....55

Tableau 20 : Production de bioéthanol à partir de cultures, 2012-2016, en ML (Ressources naturelles Canada, 2019) d'après les données des CEPR (ecoEBE). ....55

Tableau 21. Usines de production de biodiesel à partir de cultures en activité au Canada en décembre 2017, indiquées par emplacement, matière première et capacité annuelle en millions de litres (Biodiesel Magazine, 2019). ....58

Tableau 22 : Matières premières de cultures oléagineuses et part de la matière première du biodiesel représentée par chacune pour 2016 (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018). ....59

Tableau 23 : Production de biodiesel à partir de cultures au Canada, 2011 à 2017, en mégalitres (Ressources naturelles Canada, 2019). ....59

Tableau 24. Cultures incluses ou à inclure (en italique) dans la bibliothèque de l'ICV agricole du CALDC. ....65

Tableau 25. Modes et distances de transport pour les matières premières de biocombustibles classiques à base de cultures. ....65

Tableau 26. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de bioéthanol à partir de céréales pour les usines canadiennes, d'après les données moyennes (2012 à 2016) des producteurs (CEPR). ....66

Tableau 27. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour l'extraction de bio-huiles à partir d'oléagineux dans une usine canadienne moyenne d'après la documentation (Chen, et coll., 2018) (Shonnard, Williams et Kalnes) (Miller et Kumar, 2013) (Li et Mupondwa, 2014) ....67

Tableau 28. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de bio-huiles dans une usine canadienne, d'après les données provenant des producteurs (CEPR) et de la documentation (Chen, et coll., 2018). ....67

Tableau 29. Modes de transport et distances pour les combustibles à base de biocombustibles issus de cultures. ....69

Tableau 30. Caractéristiques et émissions de combustion de l'éthanol et du biodiesel (gouvernement du Canada, 2018).....69

Tableau 31. Émissions représentatives de la combustion d'éthanol et de biodiesel dans les transports, tirées du tableau A-12 (gouvernement du Canada, 2018). .....69

Tableau 32. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes de l'intensité en carbone du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) pour les principaux biocombustibles classiques issus de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible. ..72

Tableau 33 : Valeurs de l'intensité en carbone pour le bioéthanol issu de céréales produit actuellement (données des producteurs 2012-2016), par MJ de combustible produit, réparties avec les coproduits de récolte en masse et les coproduits de transformation en part d'énergie, à deux chiffres significatifs. .....73

Tableau 34. Intensité en carbone pour l'éthanol produit à partir de l'amidon de pois et de l'orge selon l'échelle du procédé des CEPR, exprimée en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'éthanol.....73

Tableau 35. Résultats des analyses d'incertitude pour le bioéthanol issu de cultures, sur la base des données des producteurs, en g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %. .....74

Tableau 36. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes de l'intensité en carbone du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) pour les filières incluses de biodiesel issu de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible.....75

Tableau 37 : Valeurs de l'intensité en carbone du module et de l'intensité carbone cumulée pour le biodiesel issu d'oléagineux basé sur l'extraction spécifique aux oléagineux et la production actuelle (2012-2016) de biodiesel (données des producteurs) pour la conversion du biodiesel, par MJ de combustible produit, impacts attribués aux coproduits par part d'énergie. .....76

Tableau 38 Valeurs de l'intensité en carbone du module et de l'intensité carbone cumulée pour le biodiesel issu d'oléagineux basé sur l'extraction spécifique aux oléagineux et les données issues de la documentation pour la conversion du biodiesel, par MJ de combustible produit, impacts attribués aux coproduits par part d'énergie. .....76

Tableau 39. Résultats des analyses d'incertitude pour les biodiesels issus de cultures. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %. .....77

Tableau 40. Résumé des filières de combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser (les matières premières marquées d'un astérisque ne sont pas modélisées en détail ici).....79

Tableau 41. Résumé des filières de combustibles issus d'éthanol cellulosique, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue.....81

Tableau 42 : Intrants au prétraitement, à l'hydrolyse et à la fermentation.....89

Tableau 43. Caractéristiques de l'éthanol (gouvernement du Canada, 2018). .....90

Tableau 44 : Intensités en carbone de l'éthanol à base de canne de maïs et de paille de blé, totales et par étape du cycle de vie .....92

Tableau 45: Analyse de l'incertitude pour l'éthanol de canne de maïs et de paille de blé.....92

Tableau 46. Résumé des filières de combustibles issus de DRPH, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue. .....94

Tableau 47 : Intrants au prétraitement du DRPH.....101

Tableau 48: Intrants à l'hydrotraitement du DRPH .....101

Tableau 49. Caractéristiques du DRPH (Ressources naturelles Canada, 2012; Argonne National Lab, 2018; Usitalo, et coll., 2014). .....102

Tableau 50 : Intensité en carbone du DRPH de l'huile de canola, totale et par étape du cycle de vie .....103

Tableau 51 : DRPH de l'huile de canola, incertitude moyenne par MJ (g d'éq. $CO_2$/MJ de DRPH PCS) .....104

Tableau 52. Bilan massique et intrants énergétiques du prétraitement d'une tonne d'huile de cuisson usée pour la conversion en biocarburéacteur. .....108

Tableau 53. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la conversion d'huile de cuisson usée en combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement (Chu, 2014).....108

Tableau 54. Résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biocarburéacteur. .....109

Tableau 55. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la conversion d'huile de cuisson usée en combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement. .....110

Tableau 56. Résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de canola, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biocarburéacteur. .....111

Tableau 57. Analyse de l'incertitude pour le combustible de biocarburéacteur issu de l'huile de cuisson usée et de l'huile de canola. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %. .....112

Tableau 58. Résumé des filières de combustibles liquides dérivés des déchets, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue.....113

Tableau 59. Bilan massique et intrants énergétiques de l'équarrissage d'un kilogramme de suif de bœuf provenant de sous-produits d'abattoir dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2017).....117

Tableau 60. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de suif de bœuf dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2018). .....118

Tableau 61. Résultats de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de suif de bœuf, moyenne canadienne, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biodiesel. .....119

Tableau 62. Bilan massique et intrants énergétiques pour la production de 1 kg de graisse jaune par purification d'huile de cuisson usée (S&T2 Consultants Inc., 2012) .....121

Tableau 63. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de graisse jaune dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2018). ....122

Tableau 64. Résultats de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de graisse jaune, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biodiesel. .....123

Tableau 65. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le biodiesel moyen canadien produit à partir de suif de bœuf et de graisse jaune. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %. .....123

Tableau 66. Résultats de l'intensité en carbone de l'éthanol cellulosique produit à partir de résidus de jardin issus de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'éthanol (PCS). .....127

Tableau 67. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour l'éthanol cellulosique moyen canadien de résidus de jardin issus de DSM. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %. .....128

Tableau 68. Intrants, extrants, composition du biogaz, et composition du GNR pour la valorisation des gaz d'enfouissement transformés en GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019).....132

Tableau 69. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de gaz d'enfouissement, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS). .....133

Tableau 70. Intrants, extrants pour la digestion anaérobie des matières organiques pour produire du biogaz pour la valorisation du GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019). .....137

Tableau 71. Intrants, extrants, composition du biogaz, et composition du GNR pour la valorisation du biogaz issu de la digestion anaérobie en GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019).....138

Tableau 72. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de boues de traitement d'eaux usées, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS). .....139

Tableau 73. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de matières organiques de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS). .....142

Tableau 74. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de matières organiques de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS). .....146

Tableau 75. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNR moyen canadien. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %. .....147

Tableau 76. Résumé des filières d'hydrogène comme combustible, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser. .....149

Tableau 77. Contenu énergétique et valeurs de densité de l'hydrogène gazeux.....154

Tableau 78. Intrants au procédé pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par SMR (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).....157

Tableau 79. Intrants au procédé pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par électrolyse (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).....157

Tableau 80. Intrants pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par gazéification et reformage de biomasse ligneuse (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).....158

Tableau 81. Intrants énergétiques par kg et par MJ d'hydrogène distribué pour le transport de l'hydrogène par gazoduc ou par camion et la distribution du combustible à base d'hydrogène dans différents types de stations-service (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013). .....159

Tableau 82. Valeurs de l'intensité en carbone de combustibles à base d'hydrogène produit par SMR de gaz naturel fossile et de gaz naturel renouvelable selon différents modes de transport,

moyenne canadienne, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....160

Tableau 83. Analyse de la contribution de l'intensité carbone du combustible à base d'hydrogène canadien moyen produit par SMR de gaz naturel fossile livré par camion (gaz), exprimée en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....161

Tableau 84. Valeurs de l'intensité en carbone du combustible à base d'hydrogène produit par électrolyse de gaz naturel fossile et de gaz naturel renouvelable selon différents modes de transport, exprimées en g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....161

Tableau 85. Analyse de la contribution de l'IC moyenne canadienne du combustible à base d'hydrogène produit par électrolyse et livré par camion (liquide), exprimée en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....162

Tableau 86. Valeurs de l'intensité en carbone moyennes canadiennes du combustible à base d'hydrogène produit par la gazéification et le reformage de diverses matières premières de biomasse ligneuse et différents modes de transport, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....163

Tableau 87. Analyse de la contribution des valeurs moyennes de l'intensité en carbone au Canada de combustible à base d'hydrogène produit par gazéification et reformage de gaz de synthèse issu de sciure de bois et transporté par gazoduc, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible. ....164

Tableau 88. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le combustible à base d'hydrogène moyen au Canada. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %. ....164

Tableau 89. Résumé des filières de combustibles solides à faible intensité en carbone, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser. ....166

Tableau 90. Usines de granulés de bois en activité au Canada en 2019, présentées par emplacement, part de la production de granulés en vrac par rapport aux granulés en sac, et capacité annuelle en tonnes métriques (Canadian Biomass Magazine, 2019) ....168

Tableau 91. Matières premières d'usines de granulés de bois utilisés dans les usines canadiennes de granulés de bois en 2016, en tonnes métriques (Bradburn et Lakhdari, 2017). ....169

Tableau 92. Répartition de la production de résidus de scierie en fonction de l'activité de la scierie, par pourcentage (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012). ....172

Tableau 93. Devenir des résidus de scierie pour une scierie moyenne au Canada en 2012, exprimé en pourcentage du volume total de résidus produits (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012). ....172

Tableau 94. Propriétés des granulés de bois de classe A1, A2 et B, selon la partie 2 de la norme CAN/CSA-ISO 17225 (Ressources naturelles Canada, 2017c). ....175

Tableau 95. Consommation de combustible de la souche aux abords de route d'une récolte moyenne de résineux primaires au Canada et dans l'Est du Canada en 2015, exprimée par rapport à une récolte de 1 $m^3$ de résineux (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a). ...181

Tableau 96. Consommation de combustible de la souche aux abords de route d'une récolte de résineux primaires au Canada en 2006-2007, répartie entre l'Est et l'Ouest du Canada,

exprimée par rapport à une récolte de 1 $m^3$ de résineux (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012). .....181

Tableau 97. Inventaire du cycle de vie des intrants et des extrants d'opérations de sciage moyennes au Canada et dans l'Est du Canada pour produire du bois d'œuvre résineux en 2015, exprimé en $m^3$ de bois d'œuvre produit. .....183

Tableau 98. Intrants d'énergie à la pelletisation, exprimés par tonne anhydre de granulés de bois calibrés produits en Ontario. .....184

Tableau 99. Intrants d'énergie à la production de granulés de bois noir à partir de biomasse traitée à la vapeur en Ontario en 2014 (McKechnie, Saville et MacLean. Steam-treated wood pellets: Environmental and financial implications relative to fossil fuels and conventional pellets for electricity generation, 2016). .....185

Tableau 100. Données de l'inventaire du cycle de vie de la production de granulés de bois noir torréfiés et de granulés de bois classiques calibrés à partir de bois rond déchiqueté en Europe (Adams, Shirley et McManus, 2015). .....186

Tableau 101. Coefficients d'émission de la combustion pour les applications modélisées de combustibles solides issus de biomasse ligneuse (gouvernement du Canada, 2018). .....187

Tableau 102. Coefficients d'émission de combustion des granulés de canne de maïs, exprimés par MJ de granulés brûlés (U.S. EPA, 2016). .....188

Tableau 103. Valeurs moyennes canadiennes de l'intensité en carbone des filières de combustibles solides à faible intensité en carbone de trois applications énergétiques et d'une gamme de matières premières de biomasse, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ. .....189

Tableau 104. Analyse de la contribution de la production moyenne d'électricité au Canada à partir de trois types différents de granulés de bois, exprimée par étape du cycle de vie en g d'éq. $CO_2$/MJ d'énergie produite. .....190

Tableau 105. Résultats des analyses de l'incertitude pour une sélection de combustibles solides à faible intensité en carbone. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %. .....190

Tableau 106. Intrants et extrants pour l'exploitation d'une usine mobile de pyrolyse rapide de 50 tonnes par jour (Ayer et Dias, 2018). MA = masse anhydre; TH = teneur en humidité. .....198

Tableau 107. Intrants et extrants pour l'exploitation et émissions du procédé pour la production de 1 L de bio-huile à partir de la matière première de biomasse ligneuse dans un système de pyrolyse rapide stationnaire à l'échelle commerciale (S&T2 Consultants Inc., 2011).....198

Tableau 108. Coefficients d'émissions liées à la combustion de l'huile de pyrolyse dérivée de biomasse ligneuse par un procédé de pyrolyse rapide (Steele, Puettmann, Penmetsa et Cooper, 2012) (S&T2 Consultants Inc., 2011). .....199

Tableau 109. Valeurs moyennes canadiennes de l'intensité en carbone de la bio-huile produite par pyrolyse rapide mobile et stationnaire de matières premières de biomasse ligneuse, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans un four industriel. .....199

Tableau 110. Résultats des analyses de l'incertitude pour les huiles de pyrolyse. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %. .....200

Tableau 111 : Émissions du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte de la ferme) des intrants agrochimiques pertinents inclus dans le modèle GREET de 2018, en g par kg. (ANL, 2018) .....218

Tableau 112 : Composition des engrais canadiens (Statistique Canada, 2019) et parts des éléments nutritifs pour chaque composé. .....219

Tableau 113 : Émissions du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte de la ferme) des éléments nutritifs et de pesticides à partir de données du marché moyen de 2014-2017 (Statistique Canada, 2019) et l'ICV du modèle GREET de 2018, en g par kg...219

Tableau 114 : Paramètres des céréales, des semences et des aliments pour animaux utilisés pour les biocombustibles issus de cultures. .....220

Tableau 115 : Composition en sucres de la canne de maïs et rendement par 1 000 kg .....221

Tableau 116 : Composition en sucres de la paille de blé et rendement par 1 000 kg .....221

Tableau 117 : Réaction de conversion des sucres durant le prétraitement.....222

Tableau 118 : Conversion des sucres durant l'hydrolyse enzymatique .....222

Tableau 119 : Description et pourcentages de conversion par fermentation en éthanol .....222

Tableau 120. Résumé des procédés de transport à modéliser pour les combustibles à faible intensité en carbone.....223

Tableau 121. Intensité de la consommation de combustible des modes de transport des matières premières et des biocombustibles. .....230

Tableau 122. Distances de transport moyennes et par défaut au Canada pour les matières premières et les biocombustibles. .....231

Tableau 123. Intensités des émissions des réseaux provinciaux et nationaux incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres. Les valeurs sont pour l'année 2015 et elles sont exprimées en tonnes d'éq. $CO_2$/GWh. .....232

Tableau 125. Toutes les autres activités manufacturières relatives aux produits du pétrole et du charbon, contribution à l'impact total du secteur.....244

Tableau 126. Distribution de gaz naturel, contribution à l'impact total .....244

Tableau 126. Raffineries de pétrole, contribution à l'impact total.....245

Tableau 127. Autres activités manufacturières relatives à des produits chimiques organiques de base (y compris la production d'éthanol), contribution à l'impact total .....245

Tableau 128. Raffinage et mélange des matières grasses et des huiles, contribution à l'impact total.....246

## Glossaire

| Terminologie générale | |
|---|---|
| **Analyse de Monte-Carlo** | Évaluation de l'incertitude créée par l'exécution répétée d'un calcul (généralement plus de 1 000 fois) tout en faisant varier l'incertitude sous-jacente différemment chaque fois. |
| **Base de données** | Un système d'archivage dans l'outil qui recueille les filières, les processus unitaires d'arrière-plan et de soutien, les facteurs de caractérisation, les métadonnées des filières, les métadonnées des utilisateurs et d'autres renseignements, selon les besoins. |
| **Bibliothèque** | Ensemble d'informations contenues dans la base de données et accessibles à tous les utilisateurs, mais modifiables uniquement par ECCC et/ou ses sous-traitants. Comprend les filières et les autres processus unitaires et les facteurs de caractérisation, par exemple. |
| **Coproduit** | Produit qui est créé à partir de toute production ou tout procédé agricole, y compris la sylviculture, l'aquaculture, qui n'est pas le principal moteur économique de l'activité. Il peut s'agir de deux ou plusieurs produits provenant du même processus unitaire ou du même système de produits. On peut citer comme exemples les épis et les spathes de maïs (cannes) coproduits avec le maïs, la glycérine qui est produite en tant que coproduit de l'estérification du biodiesel, et le fourrage animal (aliments pour animaux) produit en même temps que la fermentation d'éthanol et d'autres alcools. |
| **Déchets** | Substances ou objets sans valeur économique dont le détenteur a l'intention ou l'obligation de se défaire. |
| **Facteur de caractérisation** | Quantité scalaire, ou facteur de pondération, indiquant le potentiel de gaz à effet de serre (ou potentiel de réchauffement global ou PRG) d'une émission. Un terme général qui peut également faire référence aux facteurs d'échelle associés à d'autres impacts potentiels. |
| **Filière de référence** | Filières du diesel et de l'essence au Canada que la Norme sur les combustibles propres utilise pour les valeurs de l'intensité en carbone de référence. Ces filières sont intégrées dans l'outil de modélisation de l'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles et utilisées pour une analyse complémentaire. |
| **Métadonnées** | Informations sur une filière ou un utilisateur qui sont utiles pour assurer la transparence, la traçabilité, la vérifiabilité et/ou qui facilitent les calculs des valeurs de l'intensité en carbone. |
| **Méthode** | Ensemble précis de facteurs de caractérisation. |
| **Nouvelle filière des combustibles à faible intensité en carbone** | Filière créée par un utilisateur de l'outil. |
| **Processus unitaires d'arrière-plan et de soutien** | Matériaux et énergie utilisés dans le cadre d'une filière, notamment des engrais, des produits chimiques et, de l'électricité d'un réseau de distribution régional. Ces processus unitaires seront disponibles dans l'outil pour être visualisés et utilisés dans de nouvelles filières. |
| **Sous-produit** | Les sous-produits n'ont en général pas de valeur économique et sont traités comme des déchets. |
| **Terminologie propre à la production de combustibles** | |
| **Poids (%)** | Pourcentage en fonction du poids |
| **5RE GIEC** | 5e rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| **ACV** | Analyse du cycle de vie |
| **COS** | Carbone organique du sol |
| **DSM** | Déchets solides municipaux |
| **GES** | Gaz à effet de serre |

| | |
|---|---|
| **GN** | Gaz naturel |
| **GNC** | Gaz naturel comprimé |
| **GNL** | Gaz naturel liquéfié |
| **GNR** | Gaz naturel renouvelable |
| **GPL** | Gaz de pétrole liquéfié |
| **GREET** | Modèle d'évaluation des gaz à effet de serre, des émissions réglementées et de l'utilisation de l'énergie dans les transports |
| **HFO** | Mazout lourd |
| **IC** | Intensité en carbone |
| **LGN** | Liquides de gaz naturel |
| **PCI** | Pouvoir calorifique inférieur |
| **PCS** | Pouvoir calorifique supérieur |
| **UR** | Unité régionale |

## Unités

| Unité | Description | Conversions |
|---|---|---|
| **baril.km** | baril-kilomètre | 0,16 $m^3$.km |
| **BTU** | unité thermique britannique | 0,001056 MJ |
| **kg** | kilogramme | 1 000 g |
| **km** | kilomètre | 1 000 m |
| **kWh** | kilowattheure | 1 000 Wh |
| **L** | litre | 0,001 $m^3$ |
| **mille** | mille | 1609,35 m |
| **MJ** | mégajoule | 1 000 000 J |
| **MWh** | mégawattheure | 1 000 000 Wh |
| **t** | tonne | 1 000 000 g |
| **tkm** | tonne-kilomètre | 1 000 kg.km |
| **Wh** | wattheure | 0,0036 MJ |

# 1. Introduction

Le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'élaborer une Norme sur les combustibles propres (NCP) afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du pays grâce à l'utilisation accrue de combustibles à plus faible intensité en carbone et de technologies de remplacement. L'objectif de la NCP est de réduire de 30 mégatonnes par an les émissions de GES d'ici 2030, ce qui contribuerait à l'effort du Canada pour atteindre sa cible globale de réduction des émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Pour atteindre ce but, les fournisseurs de combustibles fossiles (p. ex. les raffineries, les distributeurs de gaz naturel) seront tenus de réduire l'intensité en carbone des combustibles qu'ils produisent ou distribuent pour les secteurs industriels, des transports et des bâtiments au Canada. L'intensité en carbone d'un combustible est une représentation des émissions totales de GES du cycle de vie (exprimées en kg d'équivalents de $CO_2$) associées à la production de 1 MJ d'énergie à partir de ce combustible, y compris l'extraction et le traitement des matières premières, la production et la valorisation du combustible, le transport et la distribution tout au long du cycle de vie, et la combustion du combustible. Dans le cadre de la NCP, les valeurs d'intensité en carbone de référence seront fixées pour les combustibles fossiles couverts par la réglementation, sur la base de l'intensité en carbone moyenne de ces combustibles en 2016. Ces références seront utilisées pour établir les cibles ou les exigences en matière d'intensité en carbone que les producteurs de combustibles devront respecter pour les combustibles qu'ils fournissent. Les exigences liées à l'intensité en carbone seront exprimées en valeur absolue, fixée à un niveau inférieur à la référence. Ces exigences en matière d'intensité en carbone deviendront plus strictes au fil du temps. Les producteurs de combustibles non fossiles, appelés producteurs de combustibles à faible intensité en carbone, ne verront pas leur production de combustibles réglementée par la NCP; néanmoins, les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone pourront créer des unités de conformité en fournissant des combustibles dont l'intensité en carbone du cycle de vie est inférieure à celle du combustible fossile de référence qu'ils remplaceraient (ECCC, 2018).

L'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sera utilisé pour fixer les valeurs d'intensité en carbone de référence pour les producteurs de combustibles fossiles, ainsi que pour permettre aux producteurs de combustibles à faible intensité en carbone de soumettre les intensités en carbone du cycle de vie de leurs combustibles en vue de la création potentielle d'unités de conformité dans le cadre de la NCP (ECCC, 2018a)

En octobre 2018, ECCC a chargé EarthShift Global, WSP et Quinn & Partners, ainsi qu'Introspective Systems, de développer un outil logiciel robuste, convivial et transparent, conforme aux normes de l'ACV ISO 14040 et 14044 (ISO, 2006a) (ISO, 2006b) et contenant des données sur les filières des combustibles spécifiques au Canada. Cet outil servira à calculer l'intensité en carbone des filières canadiennes actuelles et futures des combustibles fossiles et des combustibles à faible intensité en carbone, à l'appui de la politique et de la réglementation de la NCP. Le projet de développement de l'outil logiciel sur l'intensité carbone de la NCP comprend quatre étapes ou jalons :

- Étape clé 1 – Élaboration du modèle conceptuel (achevée le 31 janvier 2019);

- Étape clé 2 – Méthodologie pour les filières des combustibles fossiles et valeurs d'intensité en carbone de référence (achevée le 15 mai 2019);
- Étape clé 3 – Méthodologie pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone et valeurs d'intensité en carbone par défaut (à achever au plus tard le 15 août 2019);
- Étape clé 4 – Élaboration de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles (à achever au plus tard le 13 mars 2020).

L'étape clé 3 définit les modules du modèle et les intensités en carbone fondamentales des combustibles à faible intensité en carbone dans le cadre de la NCP et elle constitue une base importante pour la politique à venir en matière de combustibles propres. Dans la mesure du possible, des ACV publiées et des modèles d'ACV relatifs à la situation canadienne ont été utilisés comme base pour les modèles de filière. Lorsque des modèles de processus unitaires n'étaient pas disponibles, la préférence a été donnée aux données canadiennes ou nord-américaines publiées. Dans certains cas, d'autres outils relatifs aux GES ou des données américaines ont été utilisés. Les domaines dans lesquels du temps et/ou des recherches supplémentaires pourraient affiner les valeurs utilisées dans la référence ont été notés comme recommandations pour des travaux futurs.

Le présent rapport résume les travaux réalisés pour la tâche 3.3 de l'étape clé 3 : Un rapport final présentant la méthodologie et les sources de données ainsi que les valeurs de l'intensité en carbone pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone. Ce rapport a été préparé pour répondre aux exigences de déclaration pertinentes pour une ACV comparative selon les lignes directrices de la norme ISO 14044.

# Partie I : Méthodes générales et approche

## 2. Définition de l'objectif et de la portée

Selon la norme ISO 14044, la première phase d'une ACV consiste à définir l'objectif et la portée de l'étude. L'objectif de l'étude doit clairement préciser les éléments suivants : l'application prévue, les raisons de la réalisation de l'étude, le public visé et si les résultats sont destinés à être divulgués au public. La portée de l'étude doit comprendre une description des aspects les plus importants de l'étude, notamment : l'unité fonctionnelle; les limites du système; les critères de coupure; l'attribution; la méthode d'évaluation d'impact; les hypothèses; les limites.

L'objectif de l'étape clé 3 est de mettre au point les modules de processus unitaires et les valeurs fondamentales de l'intensité en carbone pour les filières canadiennes des combustibles à faible intensité en carbone. Contrairement à l'étape clé 2, où l'objectif était de développer des valeurs d'intensité en carbone de référence spécifiquement pour 2016 qui seront fixées dans la réglementation canadienne, l'objectif de l'étape clé 3 est de développer les modules de processus unitaires que les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone peuvent utiliser dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pour calculer l'intensité en carbone de leurs procédés uniques de production de combustibles à faible intensité en carbone. En outre, l'objectif est de calculer les intensités en carbone fondamentales pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone qui sont actuellement produits au Canada, ou qui devraient l'être dans les cinq prochaines années.

Les résultats de l'étude et la méthodologie utilisée pour calculer les intensités en carbone seront accessibles au public et seront utilisés par les producteurs de combustibles et les analystes politiques d'ECCC pour comparer l'intensité en carbone des filières canadiennes des combustibles actuelles et futures. Ces intensités en carbone et filières fondamentales seront également incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, qui sera mis en place à l'étape clé 4, afin d'établir des filières à faible intensité de carbone et de comparer l'intensité en carbone des filières à faible intensité de carbone aux combustibles fossiles classiques. La modélisation utilisée pour les filières sera ouverte et transparente pour l'utilisateur dans l'outil et téléchargeable sous forme de processus unitaire pour examen et utilisation dans d'autres applications. L'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sera également accessible au public afin que les analystes politiques, les producteurs de combustibles et d'autres chercheurs puissent l'utiliser pour éclairer les efforts de réduction de l'intensité en carbone des combustibles canadiens. Ainsi, l'étude sera réalisée conformément aux exigences des normes ISO 14040 et 14044 pour une ACV comparative complète destinée à étayer les affirmations comparatives.

### 2.1 Fonction

La fonction des filières des combustibles liquides, solides et gazeux analysées dans cette étude est de fournir une énergie utilisable pour les transports, les activités industrielles et les bâtiments au Canada. Les matières premières de combustibles examinées dans cette analyse peuvent remplir d'autres fonctions, comme des utilisations sans combustion (p. ex. matières premières, solvants ou diluants) et une utilisation dans des procédés industriels (p. ex. la production d'acier); toutefois, comme

ces fonctions ne sont pas réglementées par la NCP, elles sont exclues de l'analyse (ECCC, 2018). Certains combustibles sont également produits et utilisés sur place par le producteur de combustibles pour produire un combustible fini ou dans le cadre des opérations de ses installations. La NCP réglementera certains de ces « combustibles produits et utilisés sur place », et ils sont inclus dans la portée de cette analyse (ECCC, 2018).

## 2.2 Unité fonctionnelle

Une unité fonctionnelle est définie comme la performance quantifiée d'un système de produit à utiliser comme unité de référence (ISO, 2006a). Cela facilite la détermination des flux de référence des systèmes à l'étude.

Dans ce cas, la fonction à l'étude est la fourniture de combustible pour le transport d'énergie, le chauffage et/ou la production d'électricité. L'unité fonctionnelle est 1 MJ de combustible mesuré en utilisant le pouvoir calorifique supérieur (PCS) au centre de distribution régional.

Les valeurs d'intensité en carbone sont exprimées en grammes d'équivalents de dioxyde de carbone (g d'éq. $CO_2$) par unité d'énergie produite par la combustion du combustible en mégajoules (MJ). L'énergie produite par la combustion de combustibles est basée sur le PCS et elle peut être considérée en utilisant différents rendements de combustion spécifiques au type de combustion (p. ex. chauffage, transport et électricité). Un seul coefficient d'émission de combustion par défaut par combustible a été appliqué pour générer l'intensité de carbone dans la plupart des cas.

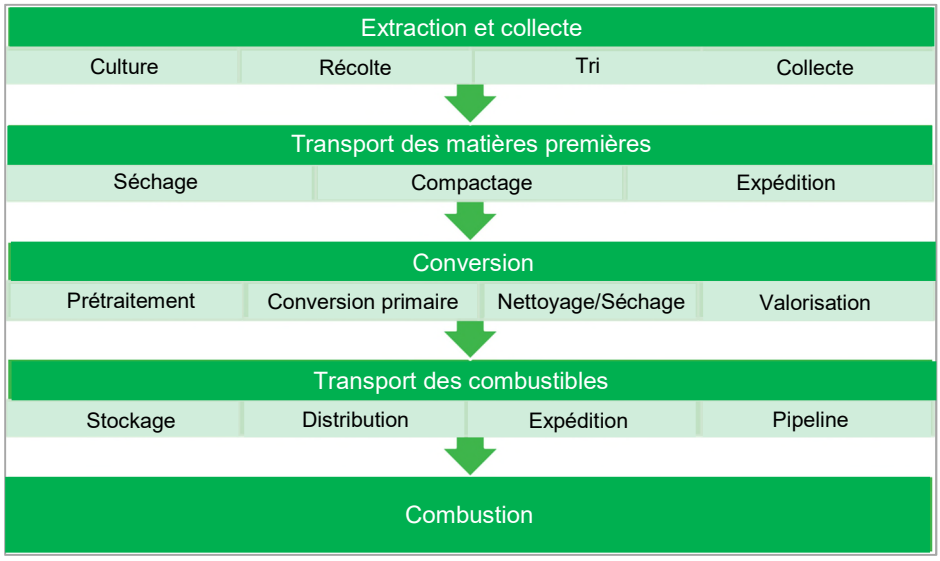
## 2.3 Limites du système

Les limites du système sont établies dans l'ACV afin d'inclure les étapes du cycle de vie et les processus unitaires significatifs, ainsi que les débits environnementaux associés dans l'analyse. Cela jette les bases d'une évaluation exhaustive où toutes les étapes importantes du cycle de vie et les flux associés à chaque solution de remplacement sont pris en compte. Les limites générales du système pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont cohérentes entre les combustibles fossiles et combustibles à faible intensité en carbone, et elles comprennent ce qui suit (Figure 1) :

- **Extraction et collecte** : extraction de matières premières brutes (p. ex. la culture du maïs) ou collecte de coproduits utilisés comme matières premières (p. ex. les résidus de récolte forestière);
- **Transport des matières premières (transmission)** : transport des matières premières brutes ou valorisées vers le producteur de combustible, y compris toute valorisation ou tout traitement requis avant le transport;
- **Conversion** : processus de conversion de la matière première en combustible, y compris tout post-traitement et toute valorisation en produit combustible final;
- **Distribution du combustible** : stockage et manutention du combustible, transport du produit combustible fini jusqu'au stockage et à l'utilisateur final;
- **Combustion** : combustion du produit combustible final par l'utilisateur final, en tenant compte de l'efficacité de la combustion.

Dans chacune de ces étapes du cycle de vie, les limites du système comprennent également les émissions de GES du cycle de vie associées à l'utilisation des intrants d'électricité (production du réseau et sur place), des intrants de combustibles, des

intrants de matières (p. ex. les produits chimiques), des émissions de procédés (p. ex. la ventilation et le torchage), des processus de transport et des changements directs d'utilisation des terres. L'inclusion des émissions provenant de ces procédés d'arrière-plan est déterminée par des critères de coupure (sections 2.5 et 2.6).




Dans chaque étape du cycle de vie, la limite du système comprend des émissions de GES du cycle de vie associées à ce qui suit :

- Intrants d'électricité
- Intrants de combustibles
- Intrants de matières
- Émissions des procédés
- Transport
- Changement direct d'utilisation des terres

**Figure 1. Limite générale du système pour les combustibles fossiles et les combustibles à faible intensité en carbone dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.**

## 2.4 Descriptions des systèmes de production de combustibles

Des descriptions détaillées des limites du système et des systèmes de production de combustibles sont fournies pour chacune des filières de combustibles dans les sections 4 à 11 de la partie II du présent rapport.

## 2.5 Critères de coupure

Des critères de coupure sont utilisés dans la pratique de l'ACV pour la sélection des procédés ou des flux à inclure dans la limite du système. Les procédés ou flux en dessous de ces coupures ou seuils peuvent être exclus de l'étude. Plusieurs critères sont utilisés dans la pratique de l'ACV pour décider quels intrants doivent être pris en compte, notamment la masse, l'énergie et l'importance environnementale. Comme indiqué dans la norme ISO 14044, la détermination initiale des intrants basée sur la seule contribution de la masse peut entraîner l'omission d'intrants importants dans l'étude. Ainsi, l'importance énergétique et environnementale devrait également être utilisée comme critères de coupure, en particulier dans les études destinées à étayer des affirmations comparatives faites au public. Les options pour les critères de coupure spécifiés dans la norme ISO 14044 comprennent ce qui suit :

- Masse : inclusion de tous les intrants qui contribuent cumulativement à plus d'un pourcentage défini des intrants de matières du système de produits.
- Énergie : inclusion de tous les intrants qui contribuent cumulativement à plus d'un pourcentage défini des intrants énergétiques du système de produits.

- Importance environnementale : inclusion de tous les intrants qui sont spécialement sélectionnés en raison de leur pertinence environnementale, bien qu'ils puissent se situer en-deçà d'autres critères de coupure (p. ex. la masse).

Des critères de coupure similaires peuvent également être utilisés pour déterminer les extrants qui doivent être attribués à l'environnement (p. ex. les émissions et les déchets).

Pour cette étude, tous les efforts ont été faits pour inclure tous les flux pertinents associés aux filières des combustibles étudiées. Au cours de la phase d'interprétation, un critère à 1 % pour l'importance environnementale, tel que calculé par la méthode d'évaluation d'impact, a été utilisé pour vérifier la sensibilité des résultats aux hypothèses et aux substitutions de données effectuées. Une analyse économique des intrants et des extrants pour les secteurs concernés a été réalisée afin d'éclairer les décisions touchant aux coupures, et un résumé de ces résultats est fourni à l'annexe D2. Nous avons également envisagé un critère de coupure à 1 % pour la masse et l'énergie, pour tenir compte des catalyseurs et autres matières de petite quantité. Ces coupures sont diffusées dans l'ensemble du système, de sorte que le seuil cumulé de ces critères de coupure ne peut pas être calculé en utilisant des données de source ouverte et transparente comme cela est requis pour cette étude. Dans la plupart des cas, sinon tous, le seuil de ces matières a été justifié dans la documentation.

## 2.6 Procédés exclus

De manière générale, dans une ACV, certains aspects à l'intérieur des limites du système sont exclus en raison de leur insignifiance statistique ou de leur non-pertinence par rapport à l'objectif. Ainsi, les impacts de la fabrication et de l'entretien des infrastructures associées aux systèmes de transport et aux technologies de combustion sont très variables et leurs contributions aux impacts du cycle de vie sont négligeables, de sorte qu'ils sont généralement exclus des ACV des systèmes énergétiques. Les procédés précis exclus des calculs de l'IC des combustibles canadiens à faible intensité en carbone comprennent ce qui suit :

- Construction et démantèlement d'équipements et d'installations agricoles;
- Construction et démantèlement d'équipements forestiers et d'installations de transformation du bois;
- Construction et démantèlement d'installations de conversion en combustibles et d'équipements connexes;
- La fabrication d'infrastructures de transport de combustibles (c'est-à-dire les pipelines, les camions, les navires et les routes);
- La fabrication d'infrastructures de combustion de combustibles (c'est-à-dire les véhicules et les chaudières);
- Les procédés de gestion des déchets solides et les procédés de traitement des eaux usées;
- 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, les déplacements entre le domicile et le travail et les activités juridiques.

Les données relatives aux procédés exclus sont, dans la plupart des cas, très exclusives et non disponibles. Les activités en général sont également très variables d'un projet à l'autre. Les données américaines sur les intrants et les extrants environnementaux indiquent que les impacts de ces activités sont relativement faibles (< 2 %); aussi, jusqu'à ce que nous puissions les mesurer plus précisément pour chaque combustible, le fait de les garder en dehors de la limite fournit une base de comparaison plus solide. Ce raisonnement s'applique à chacun des procédés exclus. Voir l'annexe D2 pour un résumé des résultats I/E qui ont été utilisés pour éclairer les décisions de coupure.

Il convient également de noter que, puisque l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles ne repose pas sur des bases de données de l'ACV autorisées (p. ex. ecoinvent), d'autres activités du cycle de vie plus petites sont potentiellement exclues. Les ensembles de données des bases de données de l'ACV comprennent généralement des activités telles que la fabrication d'infrastructures, le traitement des déchets et des eaux usées, l'énergie utilisée pour alimenter les appareils de combustion, entre autres. D'un point de vue cumulatif, ces activités du cycle de vie qui, prises isolément, apportent des contributions plus modestes, peuvent ne pas être négligeables au total.

## 2.7 Hypothèses

Sur la base des données disponibles, plusieurs hypothèses ont été formulées et vérifiées pour déterminer si elles dépassent le critère de coupure de 1 % pour l'importance environnementale utilisé (sauf lorsqu'il est précisé que des procédés précis seront exclus). Les hypothèses pour chaque combustible sont décrites dans le rapport.

Certaines des hypothèses concernant les filières des combustibles à faible intensité en carbone aboutissent à des activités exclues de la limite du système en fonction à la fois des critères de coupure et de la disponibilité des données. Des détails supplémentaires sur les hypothèses de modélisation pour chaque filière de combustible sont fournis dans les sections spécifiques aux filières dans les sections 4 à 11 de la partie II.

## 2.8 Attribution aux coproduits

Lors de la réalisation d'une ACV, des situations d'attribution peuvent se produire si le système étudié est un procédé multifonctionnel et que tous les extrants (ou fonctions) ne sont pas utilisés pour l'unité fonctionnelle considérée. Selon la norme ISO 14044, l'attribution des intrants de procédé doit être évitée en subdivisant davantage le système pour isoler les coproduits, ou en utilisant l'approche d'expansion des limites du système. Si l'attribution ne peut être évitée, une méthode d'attribution basée sur la causalité physique (p. ex. la masse ou le contenu énergétique) ou d'autres relations (p. ex. la valeur économique) devrait être utilisée (ISO, 2006b).

Dans le cadre du développement de la NCP, ECCC définira une approche de modélisation de systèmes multifonctionnels. La directive actuelle d'ECCC concernant l'attribution aux coproduits prévoit que lorsque l'attribution est inévitable, elle devrait être basée sur des relations physiques sous-jacentes. Comme indiqué dans la norme ISO 14044, l'attribution « devrait refléter la manière dont les intrants et les extrants sont modifiés par des changements quantitatifs dans les produits ou les fonctions fournis par

le système ». Dans les systèmes de production de combustible, le contenu énergétique, également appelé le pouvoir calorifique, est généralement reconnu comme la mesure la plus appropriée. Cette méthode d'attribution offre l'objectivité requise à des fins réglementaires et élimine la subjectivité des méthodes de substitution et d'attribution économique. Ainsi, ECCC recommande une approche hybride, où la principale méthode d'attribution se fait par la relation physique avec le contenu énergétique (la teneur en masse peut être utilisée comme approximation si les données sur l'énergie ne sont pas disponibles). Toutefois, le cas échéant, les émissions ne devraient pas être appliquées aux coproduits non utilisés (c'est-à-dire que l'électricité produite par cogénération se verrait attribuer toutes les émissions s'il n'y a pas d'utilisateur de chaleur).

Le choix de la méthode d'attribution, si elle est utile pour la normalisation, la transparence et la clarté de la prise de décision, est en fait un choix modèle et il n'y a pas de « bonne » ni de « juste » façon de procéder à l'attribution. L'attribution par énergie sera utilisée comme approche par défaut et la version administrateur de l'outil permettra de tester différentes attributions dans les filières des combustibles à faible intensité en carbone. Lorsque l'attribution peut être insuffisante et la substitution plus pertinente, la méthode de la substitution peut être utilisée.

La nécessité de répartir les charges environnementales entre les produits et les coproduits se fait sentir à plusieurs points du cycle de vie de plusieurs filières de combustibles à faible intensité en carbone, y compris :

- La digestion anaérobie, qui produit à la fois du biogaz et du digestat;
- Les résidus agricoles et forestiers issus de la culture et de la récolte primaires qui sont utilisés pour produire des biocombustibles;
- L'huile végétale et le tourteau produits à partir de cultures agricoles telles que le canola et le soja;
- Les aliments destinés à la consommation animale ou la production combinée de chaleur et d'électricité à partir de drêches de distillerie, coproduit de l'éthanol à base de grains de maïs;
- La production d'électricité à partir de la combustion de la lignine dans la production d'éthanol cellulosique;
- La production de produits chimiques de base et d'autres produits à partir de la lignine et des hémicelluloses dans la production d'éthanol cellulosique;
- Plusieurs procédés de conversion en combustibles à faible intensité en carbone qui produisent des extrants multiples (p. ex. du biodiesel et de la glycérine).

Pour plusieurs des filières énergétiques modélisées dans cette étude, des déchets provenant d'autres activités industrielles sont également utilisés comme matières premières. La détermination d'une matière première énergétique en tant que coproduit ou déchet a des conséquences importantes pour l'attribution des charges environnementales. À la section 4.3.4.2 des lignes directrices de la norme ISO 14044, il est indiqué que les charges environnementales ne devraient être allouées qu'aux coproduits et non aux déchets (ISO, 2006b). Un déchet se définit comme une substance ou un objet destiné à être éliminé, tandis qu'un coproduit se définit comme l'un des deux ou plusieurs produits provenant du même processus unitaire ou système de produit (ISO, 2006b).

Dans cette étude, l'expansion des limites du système n'a été utilisée que dans les cas où un coproduit de remplacement est une substitution directe à un combustible fossile

ou à l'électricité. Pour tous les autres coproduits, l'attribution a été faite en tenant compte du PCS, à l'exception des produits forestiers. Comme la majorité des produits forestiers sont utilisés à des fins non combustibles et que leur valeur est dérivée de ces fins, ils sont attribués en fonction de leur masse, conformément à une convention commune.

Chaque processus unitaire de référence et fondamental de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles comprendra des données sur le PCS, le PCI, la masse, la teneur en carbone et la teneur en hydrogène. Si ces informations sont disponibles, l'utilisateur de l'outil pourra choisir la méthode d'attribution des coproduits en fonction de ces facteurs. L'utilisateur pourra ainsi modifier la méthode d'attribution tout au long de la filière pour voir les résultats.

Les déchets sont traités différemment des coproduits, et des processus unitaires vides distincts devront être créés pour les procédés de déchets de l'utilisateur qui ne figurent pas dans la base de données. L'utilisation de déchets comme matières premières de combustibles est un exemple de recyclage des matières et, dans la présente étude, nous utilisons l'approche des coupures pour modéliser le recyclage. L'approche des coupures fait partie d'une approche d'ACV attributive et, selon cette approche, si un déchet (première vie) est utilisé à d'autres fins (seconde vie) au lieu d'être éliminé, le producteur du déchet ne se voit pas attribuer de charges pour l'élimination, et l'utilisateur du déchet ne se voit pas attribuer de charges environnementales pour la production et la manipulation de la matière en amont. La limite du système s'arrête là, et tout autre fardeau ou avantage environnemental créé par la seconde vie dépend des changements du marché, et ne peut être modélisé qu'en utilisant le recyclage basé sur le marché, qui est une approche de modélisation de l'ACV conséquente. Par exemple, si un producteur de combustible à faible intensité en carbone obtient des matières organiques du flux de DSM pour produire de l'éthanol, la première vie (c'est-à-dire le producteur des déchets organiques) ne prend aucune charge pour l'élimination, tandis que la seconde vie (c'est-à-dire le producteur du combustible à faible intensité en carbone) ne prend aucune charge pour la production, la collecte et le stockage des matières organiques. En utilisant une approche d'ACV conséquente, nous pourrions également modéliser les changements dans les émissions de GES qui se produiraient en raison de l'élimination de ces matières organiques du flux de déchets; cependant, les calculs de l'intensité en carbone des combustibles fossiles et des combustibles à faible intensité en carbone sont basés sur une approche attributive, et si la modélisation conséquente est appliquée aux matières premières de déchets, alors la modélisation conséquente doit être appliquée tout au long du projet. Des informations d'arrière-plan sur la modélisation du recyclage dans le cadre de l'ACV sont fournies à l'annexe D. Dans le cas où un déchet devient un coproduit, il devra être ajouté au processus unitaire avec sa masse, son PCS, son PCI, sa densité, sa teneur en carbone et sa teneur en hydrogène.

Pour les besoins du rapport et des résultats de l'étape clé 3, un ensemble limité de modèles d'attribution aux coproduits a été élaboré en se basant principalement sur le contenu énergétique, avec une certaine substitution et une attribution basée sur la masse dans des cas précis. Au cours de l'achèvement de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles à l'étape clé 4, d'autres données seront recueillies pour compléter l'outil afin de permettre des options multiples d'attribution et de substitution, y compris ce qui suit :

- des données économiques pour les principaux produits et des coproduits;
- des données de masse pour les principaux produits et des coproduits (lorsqu'ils ne sont pas définis);
- la définition des cas de référence (statu quo) pour la modélisation des substitutions;
- l'intensité en carbone de matières et de combustibles sélectionnés qui sont remplacés par des coproduits dans les filières bioénergétiques.

Ces données seront limitées aux cas particuliers d'attribution et de substitution des coproduits qui sont définis pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone dans le rapport de l'étape clé 3.

## 2.9 Méthode d'évaluation d'impact

Les méthodes d'évaluation d'impact sont utilisées dans l'ACV pour convertir les données de l'inventaire du cycle de vie (ICV) (émissions environnementales et extractions de matières premières) en un ensemble d'impacts environnementaux.

L'objectif de cette étude est de calculer les valeurs d'intensité en carbone pour les filières des combustibles fossiles et des combustibles à faible intensité en carbone, exprimées en grammes d'équivalents de $CO_2$ par MJ d'énergie. Les intensités en carbone comprennent les contributions au réchauffement climatique du $CO_2$, du $CH_4$ et du $N_2O$, et d'autres le cas échéant, sur la base des facteurs du GIEC pour un horizon de 100 ans. L'horizon de 100 ans est utilisé, car il s'agit du facteur de caractérisation le plus largement appliqué dans l'ACV des combustibles, ce qui facilite la comparaison avec les résultats d'autres études. Dans cette étude, le facteur de 30 pour le méthane fossile a été utilisé pour les émissions de méthane. Le Tableau 1 présente un résumé des facteurs de caractérisation les plus récemment mis à jour pour calculer l'éq. $CO_2$ du GIEC. Une liste complète des gaz à effet de serre, des facteurs d'impact et de l'incertitude associée se trouve en annexe du rapport de l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019).

**Tableau 1. Facteurs de caractérisation pour le calcul des intensités en carbone à l'aide du PRP 100 du 5RE GIEC.**

| Gaz à effet de serre | PRP 100 du 5RE GIEC, excluant le carbone biogène |
|---|---|
| $CO_2$ | 1 |
| $CH_4$ (fossile) | 30 |
| $CH_4$ (biogène) | 30 |
| $N_2O$ | 265 |
| Hexafluorure de soufre | 23 500 |

## 2.10 Limites de l'étude

Les travaux réalisés dans le cadre de ce projet ne concernent que les combustibles développés et utilisés au Canada. Toute conclusion ou hypothèse ne doit pas être appliquée à des combustibles développés ou utilisés ailleurs, car si les procédés de production diffèrent, les résultats ne seront pas valables. Un grand nombre des combustibles à faible intensité en carbone modélisés dans ce rapport ne sont pas actuellement produits à l'échelle commerciale au Canada, de sorte que les données et informations sur les systèmes de production canadiens sont limitées ou non

disponibles. Par conséquent, la modélisation de certaines filières repose largement sur des données issues de la documentation et sur des hypothèses visant à extrapoler les valeurs issues de la documentation aux applications canadiennes. Il peut en résulter une sur- ou sous-estimation importante des valeurs de l'IC par rapport aux résultats réels des producteurs.

### 2.11 Limites de la méthodologie de l'ACV

La capacité de l'ACV à prendre en compte le cycle de vie complet d'un produit en fait un outil intéressant pour l'évaluation des impacts environnementaux potentiels. Néanmoins, à l'instar d'autres outils d'analyse de la gestion environnementale, l'ACV présente plusieurs limites. Ces limites peuvent être liées à la qualité des données et à la non-disponibilité de données potentiellement pertinentes.

La NCP est étroitement axée sur l'intensité de carbone ou le potentiel de réchauffement climatique. Cela signifie que les combustibles qui offrent la réduction requise de l'intensité de carbone peuvent, en fait, avoir des impacts environnementaux plus graves que la référence dans d'autres domaines, tels que la rareté de l'eau, l'eutrophisation (excès d'éléments nutritifs), les émissions de particules ou la toxicité. Pour comprendre les conséquences plus larges de la filière d'un combustible, une ACV complète conforme à la norme ISO 14044 est recommandée.

En outre, certains impacts environnementaux ne sont pas inclus même dans une ACV complète, comme la migration d'espèces et le bruit.

Il convient de garder à l'esprit que, même si une étude a fait l'objet d'un examen critique, les résultats de l'évaluation d'impact sont des expressions relatives et ils ne permettent pas de prévoir les impacts sur les paramètres des catégories (p. ex. la santé humaine et les espèces sauvages), le dépassement des seuils ou les risques. Si des risques potentiels sont associés à une filière, il est recommandé de procéder à une évaluation des risques pour l'environnement et la santé humaine et/ou à une évaluation des dangers.

## 3. Approche de modélisation pour les combustibles à faible intensité en carbone

### 3.1 Sélection des filières

Le nombre de filières de combustibles à faible intensité en carbone dans le domaine de la recherche et du développement est important et ne cesse de croître. La portée et l'échéancier de la présente étape clé n'ont pas permis d'inclure toutes les filières, de sorte qu'un effort concerté a été fait pour choisir les filières les plus utiles présentant ces caractéristiques :

- elles sont en production commerciale au Canada ou ailleurs dans le monde, ou leur viabilité est considérée comme prometteuse;
- elles ont des matières premières facilement disponibles au Canada;
- elles mettent les résultats des recherches à la disposition du public pour permettre la modélisation.

Une rationalisation plus poussée a permis de choisir les filières les plus susceptibles d'être amenées à l'échelle commerciale. Cette sélection a été faite en consultation avec

ECCC, l'équipe chargée de la NCP, et les auteurs de l'étape clé 1 de ce projet (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019a).

## 3.2 Collecte des données de l'ICV

La portée et l'échéancier de ce projet n'ont pas permis à l'équipe du projet de recueillir des données primaires auprès des producteurs canadiens de combustibles à faible intensité en carbone. Par conséquent, la collecte de données pour élaborer l'ICV a été basée sur l'examen et la compilation de données provenant d'une série de sources secondaires sur les filières de combustibles canadiennes. Les sources de données utilisées comprenaient des publications et des statistiques gouvernementales, des publications et des statistiques de l'industrie, d'autres outils de modélisation de l'ACV des combustibles, ainsi que des données issues de la documentation sur les systèmes de combustibles à faible intensité en carbone dont la production actuelle est faible ou nulle au Canada. L'exception à cette approche concerne la production d'éthanol et de biodiesel, pour laquelle plusieurs années de données opérationnelles primaires étaient disponibles pour un large segment des producteurs canadiens d'éthanol et de biodiesel. Un aperçu des considérations relatives aux données de l'ICV pour les combustibles à faible intensité en carbone est fourni ci-dessous.

### 3.2.1 Sources de l'ICV pour les filières des combustibles à faible intensité en carbone

En général, les filières des combustibles à faible intensité en carbone ne sont pas aussi bien établies que celles des combustibles fossiles, beaucoup d'entre elles en étant à des stades de développement plus précoces et n'ayant pas atteint une production à l'échelle commerciale. En conséquence, la disponibilité de données spécifiques au Canada a été limitée pour plusieurs des filières de combustibles à faible intensité en carbone, ce qui a nécessité des décisions sur ce qu'il fallait inclure et la garantie d'une documentation appropriée sur la qualité des données.

Outre l'hydrogène, les filières des combustibles à faible intensité en carbone sont généralement basées sur trois types de matières premières, notamment les matières premières agricoles, les matières premières de fibres ligneuses et les matières premières de déchets.

#### *3.2.1.1 Extraction et collecte de matières premières de combustibles à faible intensité en carbone*

**Matières premières agricoles**

Les produits primaires et secondaires (produits, coproduits et déchets) de plusieurs cultures canadiennes clés fournissent des matières premières pour une grande partie des filières de combustibles à faible intensité en carbone. Ces matières premières clés comprennent des produits primaires, des coproduits et des résidus provenant de ces cultures : maïs, blé, soja, canola, orge et caméline. L'intensité en carbone de ces matières premières peut varier considérablement d'une région à l'autre du Canada, et des efforts ont été faits pour tenir compte de la variabilité régionale de ces matières premières. L'ICV agricole et les valeurs d'intensité en carbone associées sont décrites plus en détail dans la section 4.

Les recherches en cours de Nathan Pelletier (Ph. D.) pour développer une base de données de l'ICV pour les principales cultures canadiennes (Canadian Agri-food Life

Cycle Data Centre [CALDC]) (centre canadien de données sur le cycle de vie des produits agroalimentaires) ont fourni une partie importante des données nécessaires pour développer des valeurs d'intensité de carbone définies sur le plan régional pour toutes ces cultures à l'exception de la caméline et des pois. Les principales caractéristiques du CALDC seront les suivantes :

- un outil accessible au public, avec une interface Web conviviale;
- une interopérabilité maximale avec d'autres bases de données de l'ICV et des progiciels d'ACV, y compris d'éventuels dépôts de données de l'ICV canadiens ou nord-américains;
- des fonctionnalités d'importation et d'exportation d'ensembles de données;
- des rapports transparents sur la qualité et l'incertitude des données, basés sur les pratiques exemplaires existantes;
- une mise à jour périodique;
- l'hébergement d'ensembles de données de l'ICV pour la majorité des activités et des produits courants de la chaîne d'approvisionnement agroalimentaire au Canada;
- un système soutenu et utilisé par un partenariat entre des intervenants de l'industrie, du gouvernement et du milieu universitaire.

Bien que la base de données ne soit pas encore en ligne, les données sont facilement accessibles sur demande.

Des données supplémentaires sur les matières premières agricoles et la validation des données de l'ICV du CALDC ont été obtenues par le biais de consultations et de rapports d'Agriculture et Agroalimentaire Canada. Des sources de données plus précises sur les matières premières agricoles sont résumées à la section 4.

**Matières premières de fibres ligneuses**

Les produits primaires et secondaires issus de la récolte du bois et de la fabrication de produits du bois fournissent également des matières premières pour un grand nombre de filières de combustibles, notamment des huiles de pyrolyse, plusieurs filières de combustibles solides, ainsi que de l'hydrogène, du biogaz et du GNR. Ces matières premières sont dérivées de la récolte forestière primaire, des résidus de récolte primaire, des résidus de scierie et de fabrication de produits du bois, ainsi que des déchets de construction et de démolition. Une quantité importante de données de l'ICV a été générée pour le cycle de vie d'un certain nombre de ces matières premières ligneuses dans différentes provinces canadiennes. Certains aspects des filières de combustibles de matières ligneuses varient d'une région à l'autre, y compris les pratiques de récolte (c'est-à-dire l'utilisation du combustible), la disponibilité des matières premières et les systèmes énergétiques d'arrière-plan pour la transformation des matières premières ligneuses (p. ex. l'utilisation d'électricité pendant la pelletisation). Ces variations sont prises en compte dans la mesure du possible. Des sources de données plus précises pour les matières premières de fibres ligneuses sont résumées à la section 10.3.1.

**Déchets**

Les déchets provenant de diverses activités agricoles, commerciales et industrielles sont utilisés comme matières premières pour de nombreuses filières de combustibles à faible intensité en carbone, y compris l'éthanol, le biodiesel, le biogaz/GNR et les combustibles solides. Ces matières premières comprennent les DSM, les boues de

traitement des eaux usées, les huiles et les graisses, les graisses animales, le fumier et les déchets industriels et de construction et de démolition (CetD). Conformément aux lignes directrices de la norme ISO 14044, les émissions de GES en amont ne sont pas allouées aux matières premières qui sont considérées comme des déchets. Sur la base de ce choix, l'intensité carbone du cycle de vie de ces matières premières commence à la collecte et au traitement des déchets. Des sources de données et des hypothèses plus précises pour les matières premières de déchets se trouvent dans chacune des sections sur les filières de combustibles à la partie II.

#### *3.2.1.2 Conversion en combustibles à faible intensité en carbone*

Il existe un large éventail de technologies de conversion utilisées pour convertir des matières premières en combustibles à faible intensité en carbone, en fonction de l'utilisation finale souhaitée. Les besoins en données d'inventaire du cycle de vie pour les technologies de conversion sont notamment les suivants :

- des données de bilan massique pour l'efficacité de la conversion des matières premières;
- des intrants énergétiques (électricité, réseau de distribution ou génération sur place, combustibles);
- des intrants matériels (p. ex. des produits chimiques et des enzymes).

Pour la production de biodiesel et d'éthanol, des données primaires de producteurs canadiens ont été utilisées pour modéliser le procédé de conversion en combustibles. Pour d'autres procédés de conversion en combustibles dans d'autres filières de combustibles à faible intensité en carbone, la documentation a été utilisée et adaptée aux conditions canadiennes dans la mesure du possible (p. ex. la source énergétique d'arrière-plan). Des sources de données plus précises sur les technologies de conversion en combustibles à faible intensité en carbone sont présentées dans chacune des sections de la partie II consacrées aux filières des combustibles.

#### *3.2.1.3 Combustion des combustibles à faible intensité en carbone*

La limite du système pour le calcul des valeurs d'intensité de carbone pour les combustibles à faible intensité en carbone dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles comprend les émissions de GES provenant de la combustion de combustibles à faible intensité en carbone pour l'énergie du secteur industriel, le chauffage des locaux et les transports. Les données sur les émissions de GES provenant de la combustion de combustibles à faible intensité en carbone ont été obtenues à partir des coefficients d'émission du gouvernement canadien utilisés dans d'autres programmes gouvernementaux pour la comptabilisation des émissions de GES. Dans les cas où des coefficients d'émission spécifiques aux combustibles à faible intensité en carbone n'étaient pas disponibles auprès du gouvernement canadien, ou pour lesquels il a été déterminé que des données de meilleure qualité pouvaient être obtenues, ces facteurs d'émission ont été complétés par des valeurs provenant de la documentation et d'autres programmes et outils gouvernementaux de réglementation du carbone (p. ex. GREET, CARB ou la version 4.03 du modèle GHGenius). Une explication du traitement des émissions de carbone biogène provenant de la combustion de combustibles est fournie dans la section 3.5.3.

### 3.2.2 Données de l'ICV pour les processus unitaires couramment utilisés

Tout au long des filières de combustibles à faible intensité en carbone, il existe un certain nombre de processus unitaires couramment utilisés qui sont utilisés dans des processus unitaires multiples. En voici quelques-uns :

- **Matières et produits chimiques**
  - Engrais
  - Herbicides
  - Pesticides
  - Enzymes
  - Acides
  - Catalyseurs
  - Autres produits chimiques indiqués dans les étapes clés 2 et 3
- **Électricité**
  - Réseaux de distribution provinciaux
  - Types de production d'électricité individuelle
- **Combustibles**
  - Gaz naturel brûlé dans des équipements
  - Diesel brûlé dans des équipements
  - Mazout lourd et léger dans des équipements
  - Essence brûlée dans des équipements
  - Gaz propane brûlé dans des équipements
- **Transports**
  - Semi-remorque, diesel
  - Semi-remorque, essence
  - Camion, diesel
  - Camion, essence
  - Train, diesel
  - Porte-conteneurs
  - Pipelines
- **Émissions des procédés**
  - Émissions d'azote sur le terrain dues aux engrais
  - Émissions sur le terrain dues au labourage

Les données d'inventaire de ces processus unitaires couramment utilisés sont stockées dans la bibliothèque de données de l'outil de modélisation de la NCP afin que toutes les filières de combustibles fossiles et de combustibles à faible intensité en carbone puissent les utiliser. Ainsi, les procédés de production et de transport des combustibles fossiles qui ont été modélisés à l'étape clé 2 ont également été utilisés à l'étape clé 3 pour fournir des données d'inventaire pour les activités du cycle de vie des combustibles à faible intensité en carbone. Les sources de données pour d'autres procédés couramment utilisés sont résumées dans chacune des sections de la partie II consacrées aux différentes filières de combustibles.

De plus amples renseignements sur les données de l'ICV et les sources utilisées pour l'établir se trouvent dans les sections consacrées aux différentes filières de

combustibles à la partie II du rapport. Les données et les calculs de l'ICV ont été soigneusement décrits pour garantir la transparence et les modèles de données élaborés comprennent des métadonnées détaillées et des données sur l'incertitude. Les fiches de données et les feuilles de calcul à l'appui (le cas échéant) ont été fournies avec le présent rapport en tant que dossier d'information complémentaire. Le choix des données à utiliser a été orienté par les préférences en matière de qualité des données élaborées pour le projet et par les lignes directrices de l'ISO sur la cohérence et l'exhaustivité des données.

## 3.3 Préférences en matière de qualité des données

Les données de l'ICV utilisées dans la modélisation des combustibles à faible intensité en carbone sont un mélange de données qui sont soit spécifiques aux systèmes canadiens, soit des données provenant d'autres pays et qui sont considérées comme suffisamment représentatives et modifiées pour inclure l'énergie et les émissions canadiennes, soit des données provenant d'autres pays et qui sont considérées comme suffisamment représentatives sans révision. Les données de l'ICV comprennent également un mélange de données vérifiées fondées sur des mesures effectuées par les producteurs qui déclarent des données, ainsi que des données non vérifiées issues de la documentation et qui ont été modifiées avec l'avis d'experts et des hypothèses.

Les lignes directrices de l'ISO indiquent que les exigences en matière de qualité des données doivent être spécifiées pour permettre d'atteindre l'objectif et la portée de l'ACV (ISO, 2006b). Dans cette section, nous décrivons un ensemble de préférences en matière de qualité des données établies pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et qui ont été appliquées à la modélisation des filières de combustibles à faible intensité en carbone.

### 3.3.1 Processus unitaires d'avant-plan

Les processus unitaires d'avant-plan de ce projet comprennent les activités primaires d'extraction et de production des matières premières de combustibles, de transport et de traitement des matières premières, de conversion des matières premières en énergie utile et d'émissions provenant de l'application énergétique. En raison de l'importance de ces activités dans la quantification des impacts du cycle de vie et la détermination de la représentativité de l'outil de la NCP pour les filières de combustibles canadiennes, nous avons fait tout notre possible pour utiliser des données canadiennes de la plus haute qualité afin de caractériser les intrants et les extrants de tous les processus unitaires d'avant-plan. Des exigences plus précises en matière de qualité des données pour les processus unitaires d'avant-plan sont présentées ci-dessous par ordre de priorité :

1. Des données canadiennes spécifiques aux régions provenant de sources vérifiées (p. ex. de producteurs, de statistiques gouvernementales, de données collectées pour des bases de données canadiennes d'inventaire du cycle de vie) pour l'industrie/la technologie précise à l'étude.
2. Des données canadiennes spécifiques aux régions, provenant de la documentation publiée et d'études universitaires.
3. Des données canadiennes moyennes provenant de sources vérifiées pour l'industrie/la technologie précise étudiée (p. ex. des producteurs et des statistiques gouvernementales).

4. Des données canadiennes moyennes spécifiques aux régions ou nationales provenant de sources non vérifiées pour l'industrie/la technologie précise étudiée.
5. Des données nord-américaines utilisant la même hiérarchie que ci-dessus.
6. Des données américaines provenant de sources vérifiées de l'industrie/la technologie précise étudiée, mises à jour pour refléter les systèmes ou les conditions énergétiques d'arrière-plan du Canada, si possible.
7. Des données américaines provenant de sources vérifiées de l'industrie/la technologie précise étudiée.
8. Des données vérifiées provenant de l'extérieur du Canada et des États-Unis pour l'industrie/la technologie précise étudiée.

En général, le degré de qualité des données des procédés de premier plan diminue à mesure que l'on descend dans cette hiérarchie. Cela se reflète dans l'évaluation de la qualité des données et est pris en compte dans l'analyse de l'incertitude.

### 3.3.2 Processus unitaires d'arrière-plan

Les processus unitaires d'arrière-plan de ce projet comprennent des activités en amont qui soutiennent des activités de procédés d'avant-plan, par exemple la production d'électricité pour alimenter une activité industrielle. Bien qu'en arrière-plan, ces activités peuvent toujours contribuer de manière importante aux émissions de GES du cycle de vie des filières de combustibles canadiennes; cependant, certaines activités en arrière-plan ont une influence faible à négligeable sur l'intensité en carbone des filières de combustibles canadiennes (p. ex. les combustibles transportés par pipeline sur de courtes distances ou de petits pourcentages de brut transportés par navire-citerne) et les exigences en matière de qualité des données sont donc moins strictes pour ces processus unitaires. Les exigences en matière de qualité des données des processus unitaires d'arrière-plan sont les mêmes que celles indiquées ci-dessus pour les processus unitaires d'avant-plan, à l'exception des données non vérifiées provenant de l'extérieur du Canada et des États-Unis, qui peuvent être prises en compte dans les cas où le procédé modélisé ne contribue pas de manière importante aux émissions de GES du cycle de vie. Cela ne signifie pas que ces données ne sont pas incluses. Cela signifie que les données sont incluses, mais qu'elles proviennent de sources qui ne sont pas propres au Canada ou à la période de modélisation au lieu de la disponibilité de données en particulier.

## 3.4 Quantifier la qualité des données et l'incertitude

En pratique, toutes les données utilisées dans une étude d'ACV sont un mélange de données mesurées, estimées et calculées. Pour évaluer la qualité des données utilisées pour modéliser les filières de combustibles, des indicateurs de qualité des données (IQD) sont utilisés pour évaluer chaque flux et chaque filière liée à l'aide d'une approche matricielle de qualité des données. Ces indicateurs sont également utilisés pour évaluer les incertitudes relatives aux données et évaluer ensuite l'incertitude du modèle et des résultats.

La prise en compte de l'incertitude est un aspect important dans le développement de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, car ces informations fournissent un contexte approprié pour la prise de décision au moment de l'évaluation de l'intensité en carbone potentielle des filières de combustibles de remplacement, et parce qu'elles influent sur le procédé de modélisation en soi. Le modèle conceptuel a été développé

pour inclure des capacités d'analyse de l'incertitude pour les valeurs d'intrants, les choix de modélisation, et la propagation et l'interprétation de l'incertitude. Pour les utilisateurs avancés qui cherchent à éclairer les décisions stratégiques, les informations sur l'incertitude peuvent être particulièrement utiles pour relever une filière de combustible préférée parmi plusieurs options, d'une manière transparente et justifiable. Il peut s'agir de décisions comparatives entre les différentes filières disponibles, ou de comparer les variations potentielles de l'intensité en carbone pour une seule filière afin de définir des cibles réglementaires.

Le modèle distingue deux types d'incertitude : le paramètre et le modèle. L'incertitude sur les paramètres est l'incertitude sur les valeurs des intrants. Dans le cas des modèles d'ACV, elle se rapporte à la quantité d'un flux. Par exemple, l'incertitude sur la quantité de kWh d'électricité requis dans un certain procédé de conversion en combustibles, ou l'incertitude sur la quantité de carbone émise lors de la combustion d'un combustible. L'incertitude des données d'inventaire peut provenir d'un manque de connaissance d'un certain système, ou de la variabilité. L'incertitude sur les émissions de combustion, par exemple, peut être due à des différences dans la technologie des moteurs, les installations de traitement et/ou les températures atmosphériques le jour de la mesure des émissions. Plus l'inventaire peut refléter la variabilité, moins il y a d'incertitude, bien que cela rende également les résultats moins généralisables. Cela signifie que lorsque nous élaborons des ensembles de données très spécifiques à un procédé ou à une technologie, cela réduit l'incertitude des données relatives à ce procédé ou à cette technologie en particulier, mais cela signifie également que cet ensemble de données n'est pas aussi utile pour s'appliquer à un plus large éventail de procédés ou de technologies dans ce secteur. Prenons par exemple l'inventaire d'une certaine culture dont la production et le rendement peuvent varier en fonction du type de sol et des pratiques agricoles. Un inventaire moyen par kg de culture récoltée combinerait la gamme d'intrants représentant les différents types de sol et de pratiques agricoles. L'incertitude d'un tel inventaire est partiellement due à cette variabilité. Une autre approche consiste à créer plusieurs versions de l'inventaire pour tenir compte des deux sources de variabilité : le type de sol et les pratiques agricoles. Dans le cas de quatre types de sol différents et de cinq pratiques agricoles différentes, on pourrait avoir vingt processus différents.

Une incertitude supplémentaire sur les paramètres a été appliquée à l'adéquation des données sous-jacentes. Cela tient compte de l'utilisation de données qui ne sont pas idéales parce qu'elles proviennent d'un lieu géographique, d'une période ou d'une technologie différents.

Souvent, l'inventaire du cycle de vie est dérivé de plusieurs études dans lesquelles l'inventaire le plus représentatif et le plus généralisable est obtenu à partir d'une combinaison d'informations. Par conséquent, un modèle d'ACV, pour des raisons pragmatiques, doit équilibrer la variabilité afin que l'inventaire soit suffisamment représentatif et applicable. L'incertitude due au manque de connaissances est incluse dans l'incertitude des paramètres.

L'incertitude des paramètres de la filière des combustibles fossiles a été modélisée de l'une des deux façons suivantes, comme le montrent les arbres de décision figurant à l'annexe B du rapport de l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). Lorsqu'une gamme de valeurs est disponible sur la base de différentes raffineries, de rapports ou de calculs, la gamme complète est utilisée en adoptant une

distribution uniforme. Lorsqu'une gamme n'est pas connue, la matrice des antécédents est appliquée comme une méthode bayésienne d'évaluation de la probabilité.

## 3.5 Approche de modélisation et calculs d'intensité en carbone des combustibles à faible intensité en carbone

Contrairement aux travaux de modélisation de l'ACV réalisés à l'étape clé 2, de nombreuses filières de combustibles à faible intensité en carbone ne sont pas des combustibles commerciaux bien établis au Canada et, dans certains cas, les informations disponibles sur la production et l'utilisation canadiennes sont très limitées, voire inexistantes. Dans de nombreux cas, seules des données issues de la documentation sont disponibles, ou seulement des ensembles de données uniques provenant de simulations de production à l'échelle de démonstration ou théoriques. Les exceptions notables sont l'éthanol et le biodiesel, pour lesquels on dispose de données de l'ICV très fiables sur la production de matières premières et la conversion en combustibles au Canada. Par conséquent, les calculs de l'IC des combustibles à faible intensité en carbone ne sont généralement pas des moyennes pondérées par la production pour une seule année de production, comme l'étaient les valeurs de l'IC des combustibles fossiles à l'étape clé 2; dans la plupart des cas, les valeurs de l'IC des combustibles à faible intensité en carbone sont plutôt représentatives d'installations uniques ou de données moyennes pour une configuration typique de matières premières ou de technologies de conversion. On s'attend à ce que les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles fournissent des données canadiennes plus représentatives et plus solides au fil du temps.

Sur cette base, alors que l'objectif principal de l'étape clé 2 était d'élaborer des valeurs d'intensité en carbone de référence pour la production et l'utilisation de combustibles fossiles en 2016, à utiliser dans la réglementation de la Norme sur les combustibles propres (NCP), l'objectif principal de l'étape clé 3 est de développer des valeurs d'intensité en carbone par défaut pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone ainsi qu'un ensemble de processus unitaires de base qui pourraient soutenir l'utilisation future de l'outil de modélisation de l'ACV. Cela permettra aux producteurs de combustibles à faible intensité en carbone de développer des intensités en carbone pour leurs filières uniques de combustibles à faible intensité en carbone en utilisant et en modifiant les processus unitaires de base fournis à l'aide de données plus récentes ou de données plus spécifiques au Canada et aux procédés.

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone, ainsi qu'une présentation de certaines questions méthodologiques clés à aborder dans la modélisation.

### 3.5.1 Développement de modules de processus unitaires

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consiste à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Cela contraste avec le développement des valeurs moyennes de l'IC des combustibles fossiles, pondérées en fonction de la production de 2016, à l'étape clé 2. L'industrie des combustibles à faible intensité en carbone est encore en développement au Canada avec de nombreuses technologies émergentes différentes; toutefois, bon nombre de ces technologies

émergentes dépendent d'un ensemble de sources de matières premières et de procédés de conversion qui sont pertinents pour de nombreuses filières différentes. Par exemple, dans le cas des filières de combustibles qui dépendent de la biomasse ligneuse ou des matières premières agricoles, cette approche est particulièrement pertinente, car il existe une variété de matières premières de combustibles qui peuvent être utilisées dans tout procédé de conversion en combustibles, et celles-ci sont toutes basées sur un ensemble de matières premières de base qui sont produites au sein de la chaîne d'approvisionnement forestière canadienne (ou dans le cas des granulés de cannes de maïs, par l'industrie agricole canadienne) et au sein de l'industrie agricole canadienne. Ainsi, même dans le cas où un producteur de combustibles à faible intensité en carbone a mis au point une nouvelle technologie de conversion en combustibles pour l'énergie de la biomasse, il aura toujours besoin de données de modélisation pour la culture, la récolte, le prétraitement et le transport des matières premières nécessaires. L'approche des modules permet également aux utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de quantifier facilement les émissions de GES associées aux matières premières de rechange qui sont à leur disposition, par exemple pour éclairer la décision d'utiliser des résidus de scierie ou du bois rond non marchand comme matière première, en offrant la possibilité de modéliser rapidement l'IC pour différentes matières premières pouvant servir le même objectif.

L'utilisation de cette approche modulaire vise également à tenir compte du manque de données disponibles pour modéliser les systèmes de combustibles à faible intensité en carbone au Canada. En adoptant cette approche, même dans les cas où seules des données issues de la documentation sont disponibles, ou lorsqu'aucune donnée n'est disponible, des processus unitaires peuvent toujours être développés et inclus comme des paramètres fictifs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et peuvent ensuite être mis à jour par les utilisateurs de l'outil lorsque des données seront disponibles à l'avenir.

Les travaux de modélisation de l'étape clé 3 s'appuient aussi largement sur les processus unitaires de combustibles fossiles qui ont été développés à l'étape clé 2, y compris les intrants de combustibles aux machines et équipements (p. ex. le diesel ou le gaz naturel) et les procédés de transport (p. ex. les camions, le chemin de fer ou les pipelines). Ces processus unitaires sont stockés dans la base de données des combustibles d'ECCC et ils ont été intégrés dans les modèles de filières de combustibles à faible intensité en carbone lorsque cela était nécessaire.

### 3.5.2 Variante régionale

Un certain nombre d'aspects des systèmes de production de combustibles à faible intensité en carbone au Canada sont influencés par l'évolution des conditions dans les différentes régions du pays. Bien qu'il y ait actuellement un manque de producteurs de combustibles à faible intensité en carbone bien établis dans les différentes régions au Canada, l'intégration de la variabilité régionale est importante et elle peut fournir des données utiles pour informer les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone sur les emplacements et les options de matières premières les plus appropriés du point de vue de l'intensité en carbone.

Il existe un certain nombre de facteurs régionaux qui pourraient avoir une influence sur l'intensité en carbone des combustibles à faible intensité en carbone. En voici quelques-uns :

- des différences de consommation de combustible dans l'exploitation forestière, le sciage et d'autres activités de transformation;
- des intrants et des pratiques de gestion des cultures canadiennes dans les différentes provinces et régions;
- des systèmes énergétiques d'arrière-plan tels que des variations des réseaux d'électricité fournissant de l'énergie aux procédés de conversion en combustibles;
- l'approvisionnement en matières premières régionales/provinciales pourrait également avoir une influence sur les distances et les modes de transport pour la livraison des matières premières et du combustible final.

Ces différences ont été reflétées dans la modélisation autant que possible dans les limites des données disponibles. Un accent particulier a été mis sur la prise en compte des différences d'intensité en carbone des réseaux d'électricité provinciaux, car les intrants d'électricité contribuent de manière importante à l'intensité en carbone du cycle de vie de nombreuses filières de combustibles à faible intensité en carbone, notamment parce que de nombreux procédés de conversion en combustibles sont énergivores et dépendent de l'électricité. Des détails plus précis sur l'inclusion de la variabilité régionale se trouvent dans chacune des sections de la partie II sur les filières de combustibles.

### 3.5.3 Carbone biogène et changement d'utilisation des terres

Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogène, telle qu'elle est présentée dans le Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018), les émissions de carbone biogène provenant de la combustion de combustibles à faible intensité en carbone n'ont pas été incluses dans les calculs de l'intensité en carbone. Les émissions de carbone biogène seront calculées et communiquées séparément des valeurs d'intensité en carbone par défaut.

Les émissions de carbone associées au changement direct d'utilisation des terres ont été incluses dans les cas où la production de matières premières nécessite la conversion de terres d'une utilisation existante à la production de bioénergie; cependant, on a généralement supposé que la fourniture de matières premières agricoles et de biomasse ligneuse est dans les limites de la capacité des régions de production et de récolte commerciales existantes et ne nécessite pas la conversion de terres d'autres utilisations. À mesure que l'industrie canadienne des combustibles à faible intensité en carbone prend de l'ampleur, cette hypothèse pourrait devoir être réexaminée et révisée. Certains cas précis de changement direct d'utilisation des terres ont été modélisés pour les cultures canadiennes, comme les émissions de carbone provenant des pratiques de labour et les changements dans les cultures annuelles/pérennes. Au cours du développement de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles à l'étape clé 4, des coefficients génériques pour les émissions de GES provenant d'autres conversions directes de types d'utilisation des terres standard (p. ex. la conversion de la forêt en agriculture) seront ajoutés lorsqu'ils seront disponibles afin que le changement direct d'utilisation des terres puisse être quantifié à l'avenir. Ces coefficients d'émission seront tirés de la documentation et pourraient nécessiter un affinement et une mise à jour supplémentaires dans les futures itérations

de l’outil. À la suite d’une décision politique canadienne, le changement d’utilisation des terres indirect est exclu des calculs de l’intensité en carbone.  Des détails plus précis sur l’inclusion du changement d’utilisation des terres sont fournis dans chacune des sections de la partie II sur les filières de combustibles.

# Partie II : Modèles de filières de combustibles à faible intensité en carbone et résultats sur l'intensité en carbone

## 4. Systèmes agricoles pour les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus des cultures

Des inventaires de cycle de vie de la production de grandes cultures de base ont été compilés pour six cultures : le maïs, le blé, l'orge, le canola, le soja et la caméline[1]. Celles-ci sont utilisées pour calculer les valeurs d'intensité en carbone pour les cultures récoltées et les résidus de culture. Cette section décrit les méthodes utilisées pour compiler et calculer les inventaires provinciaux du cycle de vie, pondérés en fonction de la production, et les intensités en carbone associées des principales cultures céréalières et oléagineuses au Canada pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone et d'autres utilisations.

Le rapport sur la méthodologie de l'empreinte carbone des études sur l'empreinte carbone de la Table ronde canadienne sur les cultures durables (Canadian Roundtable for Sustainable Crops ou CRSC) ainsi que les rapports de la CRSC spécifiques aux cultures du maïs, du blé, de l'orge, du canola et du soja ont été les principales sources de données pour la compilation de ces tableaux d'inventaire. L'inventaire de la caméline a été en grande partie établi à partir de données fournies par Smart Earth Seeds et Agriculture Saskatchewan, mais sur une base méthodologique similaire afin d'assurer la comparabilité des inventaires. Les données sur les résidus de cultures ont été mises à jour pour toutes les cultures sur la base de la documentation récente. Les taux de semis et les taux d'application de pesticides pour le canola ont également été mis à jour. Les inventaires ont d'abord été compilés à l'échelle des unités de rapprochement conformément aux rapports de la CSRC, puis ont été mis à l'échelle sur le plan provincial sur la base d'une moyenne pondérée de la production. De même, les valeurs sur le plan provincial sont utilisées pour calculer les valeurs nationales moyennes pondérées en fonction de la production. Les ICV agricoles sont utilisés pour calculer les intensités en carbone moyennes provinciales et nationales à utiliser dans les combustibles à faible intensité en carbone issus des cultures (section 5) et les résidus (section 6).

### 4.1 Aperçu du développement de l'ICV agricole

Les inventaires du cycle de vie de la production des grandes cultures ont d'abord été compilés à l'échelle des unités de rapprochement, sur la base des rapports de la CRSC

[1] Un ICV détaillé pour les pois canadiens devrait être intégré à la bibliothèque du CALDC en 2020. Entre-temps, l'intensité en carbone (Desjardins, et coll., 2016) a été utilisée.

et d'autres sources. Ils se trouvent dans l'ensemble de données[2] A1. La production et la superficie des exploitations agricoles ont ensuite été utilisées pour calculer les inventaires pondérés par la production pour chaque culture et chaque province. Ces données se trouvent dans l'ensemble de données A2. Les méthodes de collecte des données d'inventaire sont décrites dans S&T2 Consultants Inc. (2017), et la plupart des données sont tirées des rapports d'étude de la CRSC sur l'empreinte carbone de chaque culture (à l'exception de la caméline, qui n'a pas été prise en compte dans les études de la CRSC) (S&T2 Consultants Inc., 2017a, 2017b, 2017c, 2017d, 2017e, 2017f).

Les études de la CRSC représentent la meilleure source disponible de données d'inventaire du cycle de vie des grandes cultures au Canada. Des données supplémentaires et des données actualisées ont été obtenues pour les résidus de culture de (Thiagarajan, Fan, McConkey, Janzen et Campbell, 2018). Les données actualisées concernant les taux d'application des pesticides et les taux de semis du canola ont été obtenues à partir d'un rapport sur les émissions de GES pour les graines de canola, soumis par le Canada à l'UE conformément aux exigences de la directive sur les énergies renouvelables pour l'accès au marché des matières premières de biocombustibles de l'UE (Commission européenne, 2016). Enfin, un ICV a été développé pour la caméline en utilisant des méthodes comparables.

### 4.1.1 Pondération en fonction de la production

Le premier ensemble de données d'inventaire des récoltes (ensemble de données A1) est rapporté à l'échelle de l'unité de rapprochement (UR), conformément aux rapports de la CRSC. Le deuxième ensemble de données d'inventaire (ensemble de données A2) est constitué d'inventaires moyens provinciaux pondérés en fonction de la production. Cet ensemble de données (ensemble de données A2) a été créé en mettant à l'échelle l'ensemble de données A1 en utilisant des données moyennes pondérées par la production pour chaque UR dans une province donnée. En outre, l'ensemble de données A2 comprend des calculs pour les émissions d'oxyde nitreux ($N_2O$) liées à la gestion des éléments nutritifs et aux résidus de culture.

Il convient de noter que, malgré l'ambition d'atteindre une résolution au niveau de l'UR dans les études de la CRSC, de nombreuses données n'étaient disponibles qu'à des niveaux de résolution spatiale plus grossiers (p. ex. des données provinciales, régionales ou nationales). Les données nationales, telles que l'utilisation directe de l'énergie pour la culture du maïs et du soja et l'application de pesticides pour l'orge, n'ont pas été ramenées au niveau des provinces, car elles représenteraient de manière incorrecte la résolution spatiale des données. Toutefois, lorsque les données provinciales d'une province ont été utilisées comme données de substitution pour d'autres provinces, comme l'application de pesticides pour le maïs, le blé et le soja, les moyennes provinciales (pondérées par la production) ont été calculées pour l'ensemble des données A2, ce qui implique qu'il y a eu une réduction d'échelle pour certaines

[2] L'ensemble de données A1 et l'ensemble de données A2 sont disponibles sous forme de fichiers Excel avec les données brutes (A1) ainsi que les données pondérées et agrégées (A2). Toutes les questions spécifiques à chaque catégorie de données ou procédé de production, ainsi que les questions relatives à des points de données individuels, sont notées sous forme de commentaires dans la cellule appropriée de ces classeurs.

provinces. Ces facteurs ont été intégrés dans les facteurs d'incertitude spécifiques à chaque culture.

## 4.2 Portée de l'ICV agricole

Des activités allant de la préparation du sol jusqu'à la récolte et au stockage ont été prises en compte pour le maïs, le blé, l'orge, le canola, le soja et la caméline. Des inventaires distincts ont été élaborés pour le blé dur et toutes les autres variétés de blé. Pour les autres cultures, différentes variétés et différents cultivars ont été regroupés en un seul inventaire. Les inventaires sont exprimés en termes d'unité fonctionnelle d'une tonne de céréales ou d'oléagineux, avec des teneurs en humidité supposées selon le Tableau 2.

Selon Smart Earth Seeds, le principal entrepreneur en reproduction et production de caméline, un taux d'humidité de 8 % est optimal pour le stockage des grains de caméline (Smart Earth Seeds, 2019). Les Saskatchewan Crop Planning Guides (guides de planification des cultures en Saskatchewan) (gouvernement de la Saskatchewan, 2017, 2018, 2019) recommandent également un taux d'humidité inférieur à 8 % pour un stockage sûr de la caméline, et c'est pourquoi cette valeur a été adoptée pour l'inventaire de la caméline.

**Tableau 2. Teneur en humidité des grandes cultures étudiées**

| Culture | Teneur en humidité (%) | Matière sèche (%) |
|---|---|---|
| **maïs** | 14,5 | 85,5 |
| **blé** | 13,5 | 86,5 |
| **blé dur** | 14,5 | 85,5 |
| **orge** | 13,5 | 86,5 |
| **canola** | 8,5 | 91,5 |
| **soja** | 12,0 | 88,0 |
| **caméline** | 8,0 | 92,0 |

Les données rapportées pour chaque inventaire incluent les intrants directs dans le procédé de production des cultures, mais excluent ce qui suit :

- la production (en amont) de ces intrants, comme :
  - la production d'intrants de terrain, tels que les semences, les engrais et les pesticides
  - la production d'énergie, telle que la production de combustible et la production d'électricité
  - la production à la ferme d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, éolienne et la combustion de biomasse
  - les activités auxiliaires, telles que l'éclairage et le chauffage de la zone de travail
  - la fabrication, l'entretien et le démantèlement des biens d'équipement
- la phase d'utilisation ultérieure (en aval) des céréales et des oléagineux produits, par exemple :
  - la transformation ultérieure en produits alimentaires ou en aliments pour animaux
  - le transport et la distribution

- les flux de déchets, tels que :
    - l'élimination des déchets de traitement
    - la paille et la canne,
    - les émissions sur le terrain provenant de l'épandage de fumier, qui ont été attribuées au système d'élevage correspondant
- les intrants en amont pour l'eau d'irrigation.

Une des questions clés de la méthodologie de l'empreinte carbone et de l'ACV est de savoir s'il faut inclure ou non les changements du carbone dans le sol dans le cadre de la modélisation. Ces ICV comprennent le calcul des changements du carbone du sol résultant de trois types de changements dans la gestion des terres : de gestion pérenne à annuelle, jachère d'été réduite et labour réduit du sol, selon la méthodologie de la CRSC (ce point est examiné plus en détail dans la section Changements du carbone organique du sol, ci-dessous).

La couverture géographique des ICV comprend toutes les UR ayant plus de 10 000 ha de terres cultivées (avant de distinguer les types de cultures). Pour la caméline, même si des expériences agronomiques ont été réalisées dans tout l'Ouest du Canada (Smarth Earth Seeds, Johnson, et coll., 2010), elles ont été principalement menées en Saskatchewan. Jusqu'à ce que davantage d'informations soient disponibles, il a été supposé que toute la production de caméline a lieu en Saskatchewan. Étant donné que la majeure partie de la production de caméline a lieu dans les municipalités rurales dans des zones de sol brun et brun foncé de la Saskatchewan (Vakulabharanam, 2014), qui se trouvent pour la plupart dans les prairies semi-arides (UR 30), on a supposé que toute la production de caméline se situe dans l'UR 30. Li et Mupondwa (2014) ont également supposé que la caméline était cultivée dans les zones de sol brun et brun foncé, lorsqu'ils ont calculé les émissions de $N_2O$.

Bien que les inventaires soient censés représenter la production moyenne sur une période d'un an, la représentativité temporelle de points de données précis varie souvent. La couverture temporelle peut varier selon les catégories de données (p. ex. le taux de semis), et même au sein des points de données de la même catégorie de données, selon les meilleures sources de données disponibles. Des couvertures temporelles précises sont décrites dans les sections suivantes.

Huit procédés de production ont été inclus : le labour, l'ensemencement, l'irrigation, l'application d'engrais, l'application de pesticides, la récolte, le transport du produit du champ au bac de stockage de la ferme et le stockage (y compris l'aération/le séchage). La consommation de combustible et d'énergie a été prise en compte pour tous les procédés. Les résidus de culture laissés sur le champ après la récolte ont également été inclus. La Figure 2 illustre le déroulement du procédé, y compris les intrants considérés et l'unité fonctionnelle.

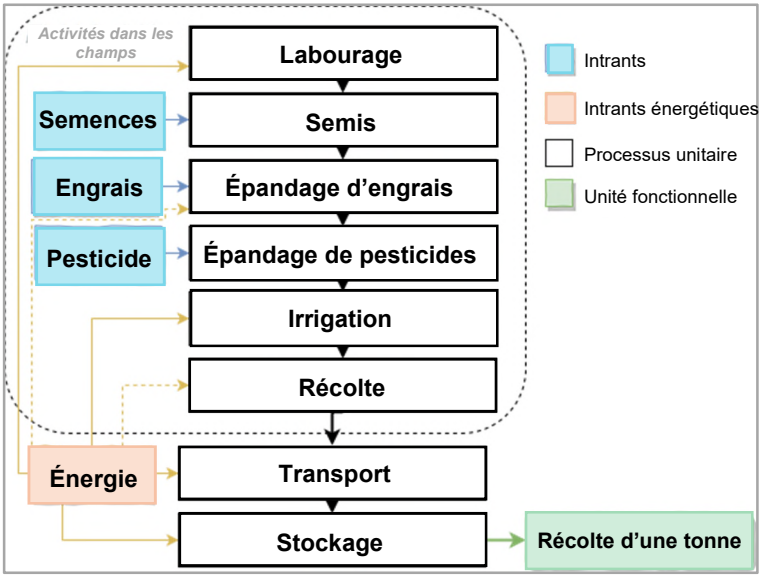



**Figure 2. Diagramme du procédé, incluant les intrants, les procédés et l'unité fonctionnelle des cultures étudiées**

La couverture technologique varie également, notamment en ce qui concerne les opérations de labour et les types d'engrais. Le type de labour a été pris en compte pour le calcul : a) l'utilisation d'énergie pour le labour sous forme de consommation de carburant diesel, b) le coefficient d'émission 1 pour les émissions directes de $N_2O$, et c) les changements du carbone dans le sol. Trois types de labour ont été modélisés : 1) le labour ordinaire ou le labour intensif, 2) le travail réduit du sol, et 3) le semis direct ou l'absence de travail du sol. Les types d'engrais utilisés sont distingués par province, mais généralement pas par culture, et le moment de l'application n'est pas distingué.

## 4.3 Sources des données

Voici les sources de données utilisées dans les rapports sur l'empreinte carbone de la CRSC :

- Les données sur le rendement et la production ont été obtenues de Statistique Canada (à partir du tableau 001-0071 dans CANSIM, maintenant hors service), sur la base de données régionales pour toutes les provinces, sauf les provinces de l'Atlantique, où les données ont été obtenues de la province.
- Les taux d'application des engrais ont été obtenus à partir :
    - des programmes d'assurance-récolte du Manitoba et de la Saskatchewan, qui fournissent des bases de données détaillées et à long terme sur les taux d'application des engrais, géoréférencées pour chaque culture assurée (Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan, 2019) (Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan, 2015);
    - de sondages sur l'utilisation des engrais menés par Stratus Ag Research (Stratus Ag Research, 2015);
    - de budgets provinciaux concernant les grandes cultures
- Les types d'engrais par province ont été obtenus à partir :
    - de Statistique Canada (2016), sur la base des livraisons aux provinces;

    - de sondages sur l'utilisation des engrais menés par Stratus Ag Research (Stratus Ag Research, 2015)
- Les données sur l'utilisation des pesticides ont été obtenues auprès de Farm and Food Care Ontario (2015) pour 2013 et 2014; du Groupe Agéco (2015), du NASS du ministère de l'Agriculture des États-Unis (2015) et du ministère de l'Agriculture des États-Unis (s.d.)
- Les données sur l'utilisation directe d'énergie ont été obtenues du PCEM (Prairie Crop Energy Model) (non cité), les données sur le travail du sol du recensement de l'agriculture de 2011 (non cité) et du ministère de l'Agriculture des États-Unis (2012).
- Les coefficients d'émission de $N_2O$ spécifiques à l'UR ont été obtenus du Rapport d'inventaire national d'AAC (AAC, 2015)
- Les changements du carbone dans le sol spécifiques à l'UR ont été fournis par AAC, et ont été calculés selon les méthodes du GIEC (2006) adaptées pour le Canada

Des informations plus détaillées sur les sources des données se trouvent dans les différentes sous-sections de la section Catégories de données, ainsi que dans les commentaires sur les différentes cellules des tableaux de l'ICV (ensembles de données A1 et A2).

Voici les sources de données supplémentaires :

- Les résidus de culture de Thiagarajan et coll. (2018), qui font référence à Fan et coll. (2017), dont on a obtenu plus de détails.
- Les taux de semis et les taux d'application des pesticides du rapport sur les émissions de GES de la culture des graines de canola au Canada soumis à la Commission européenne (2016).
- Les sources de données utilisées pour la caméline sont variées et ne sont pas comparables aux cinq autres cultures. La culture de la caméline se fait uniquement par contrat, et les entrepreneurs ne peuvent pas divulguer toutes les informations dont ils disposent. Les sources de données se trouvent dans les différentes sous-sections sous la section Catégories de données.

Ces sources de données se trouvent dans la liste des références.

## 4.4 Catégories de données dans l'ICV agricole

### 4.4.1 Données sur la production

Les données sur la superficie récoltée et la production ont été obtenues de Statistique Canada (2012, 2013, 2014) sur la base de données régionales du tableau 001-0071 dans CANSIM, maintenant hors service, et utilisées pour calculer le rendement, sur la base de la moyenne de trois ans de 2012 à 2014. Les données régionales ont été converties en base d'UR en supposant une distribution égale de la production à travers la région de petite zone et en utilisant un logiciel SIG pour agréger et/ou diviser les données régionales à l'UR appropriée.

Le rendement a été recalculé pour ces tableaux de l'ICV afin de calculer les articles d'inventaire supplémentaires avec le degré de précision approprié. Les données sur la superficie récoltée et la production ont été obtenues directement à partir des rapports de la CRSC et n'ont pas été recalculées.

Pour l'ensemble de données A2, la zone de récolte et la production ont été agrégées à l'échelle provinciale, à partir de laquelle le rendement moyen provincial a été calculé. Ces valeurs ont été utilisées pour toutes les pondérations de production et les moyennes provinciales ultérieures.

La caméline ne fait pas partie des quinze principales grandes cultures canadiennes pour lesquelles des données de production sont disponibles auprès de Statistique Canada. En outre, contrairement à d'autres grandes cultures plus établies, les rendements de la caméline fluctueront, comme le montrent les Saskatchewan Crop Planning Guides de 2017 à 2019, et ils augmenteront à mesure que de nouveaux cultivars seront développés et ajoutés à la production commerciale (p. ex. MIDAS et SES0787LS (Smarth Earth Seeds, 2019). La superficie cultivée en Saskatchewan a été estimée à 1 459 ha, sur la base de la superficie moyenne de caméline pour 2016 à 2018 des clients de la Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan (SCIC) (Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan, 2019), et en supposant que 73 % des producteurs de caméline en Saskatchewan sont des clients de la SCIC.[3] Le rendement de la caméline a été estimé à 1,129 tonne/ha, sur la base du rendement moyen des clients de la Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan (SCIC) de 2016 à 2018, qui coïncide approximativement avec le rendement du cultivar de Calena (Smart Earth Seeds, s.d.).

### 4.4.2 Taux de semis

Des données de meilleure qualité étaient disponibles pour les taux de semis du canola dans les UR 23 et 24 au Manitoba, les UR 28, 29 et 30 en Saskatchewan, et les UR 34, 35 et 37 en Alberta. Ces données sont fondées sur le rapport de la Commission européenne (2016) sur le canola, qui a été rédigé à partir du sondage de 2011 du Conseil canadien du canola auprès des producteurs de canola. Une valeur de 5,6 kg/ha a été supposée pour les UR au Nouveau-Brunswick et en Colombie-Britannique sur la base du taux de semis recommandé par le Saskatchewan Crop Planning Guide de 2015, selon le rapport de la CRSC sur le canola. La valeur de 5,6 kg/ha s'accorde également avec les lignes directrices sur le canola d'Agriculture Manitoba (2018) et le Saskatchewan Crop Planning Guide de 2019 (Agriculture Manitoba, 2019).

D'après les rapports de la CRSC, les données réelles sur les taux de semis des grandes cultures au Canada n'ont été trouvées que pour le Québec (CECPA, 2016) et elles étaient fondées sur un échantillon relativement petit de producteurs. Les taux de semis recommandés sont inclus dans le Manitoba MyFarm Crop Calculator (Agriculture Manitoba, 2016), le Saskatchewan Crop Planning Guide (Agriculture Saskatchewan, 2016), et les budgets de l'Ontario concernant les grandes cultures (ministère de l'Agriculture de l'Ontario, 2015). Le Saskatchewan Crop Planning Guide présente des recommandations sur les taux de semis pour chaque zone de sol, ainsi que des valeurs

[3] La SCIC assure entre 73 % et 75 % des acres ensemencés pour les cultures céréalières annuelles en Saskatchewan.

pour l'orge fourragère et l'orge de brasserie, la moyenne des deux ayant été utilisée. Pour les autres provinces et les autres cultures, les données d'inventaire se sont appuyées sur les données de l'Agricultural Resource Management Survey (ARMS) du ministère américain de l'Agriculture (2009, 2010, s.d.) et sur les moyennes ou les hypothèses des autres provinces.

Le taux de semis de la caméline a été supposé être de 6,7 kg/ha selon le Saskatchewan Crop Planning Guide de 2019 (Agriculture Saskatchewan, 2019). Le guide estime également qu'il y a 650 000 graines/kg, ce qui donne un taux de semis d'environ 4,4 millions de graines/ha. Ce chiffre est à peu près comparable au taux de semis de 5,5 à 7 millions de graines/ha dans un essai en plein champ réalisé en Saskatchewan (Johnson, et coll., 2010).

### 4.4.3 Taux d'application des engrais

Le tableau suivant (Tableau 3) résume les sources de données des rapports de la CRSC qui ont été utilisées comme base des taux d'application d'engrais pour chaque culture et chaque province.

**Tableau 3. Sources des données sur les taux d'application des engrais pour différentes cultures**

| Culture | Provinces | Sources | Ans |
|---|---|---|---|
| maïs, blé, orge, canola, soja | Manitoba | Manitoba Management Plus Program | Moyenne de 2012-2014 (année de référence 2015) |
| blé, blé dur, orge, canola | Saskatchewan | Société d'assurance-récolte de la Saskatchewan | Moyenne de 2012-2014 (année de référence 2015, 2016) |
| maïs | Ontario et Québec | Sondage sur l'utilisation des engrais de Stratus | 2015 et 2016 |
| blé | Ontario et Québec | Sondage sur l'utilisation des engrais de Stratus | 2016 |
| | Alberta | | 2015 |
| blé dur | Alberta | Budget de l'Alberta concernant les cultures | 2015 |
| orge, canola | Alberta | Sondage sur l'utilisation des engrais de Stratus | 2016 |
| orge | Ontario | Budget concernant les grandes cultures | 2016 (année de référence 2015) |
| orge | Québec | Rapport d'évaluation comparative CECPA | 2014 (année de référence 2016) |
| soja | Ontario et Québec | Sondage sur l'utilisation des engrais de Stratus | 2015 |
| caméline | Saskatchewan | Guide sur la planification des cultures | 2019 |

Aucune donnée ou aucun budget concernant les cultures n'était disponible pour les autres provinces; par conséquent, des hypothèses ou des valeurs moyennes nationales ont été utilisées.

Les données du rapport sur l'empreinte carbone du canola de la CRSC étant la source la plus récente, elles ont été utilisées pour calculer le taux d'application des engrais pour le canola.

Les taux d'application d'engrais pour la caméline ont été supposés être de 74-22-0-17 kg/ha pour N-P-K-S respectivement (Agriculture Saskatchewan, 2019). Le taux d'application de N s'accorde avec les travaux de Li et Mupondwa (2016), qui ont indiqué que les taux d'application de N recommandés vont de 60 à 100 kg/ha, et ils ne sont pas loin des besoins maximums en N de Smart Earth Seeds, qui sont de 67 et 10 kg/ha pour les zones de sol brun et noir respectivement (Smart Earth Seeds, 2019).

### 4.4.4 Types d'engrais azotés synthétiques utilisés

Le type d'engrais azoté appliqué est fourni par le Sondage sur l'utilisation des engrais pour l'Ontario et le Québec pour le maïs et le soja (Stratus Ag Research, 2016). Pour toutes les autres régions et les autres cultures, on a utilisé les données de Statistique Canada (2016) sur les livraisons d'engrais aux provinces (par type) pour la période de juillet 2014 à juin 2015. Ces données ne sont pas spécifiques à une culture. Les données de Statistique Canada étaient comparables aux données du Sondage sur l'utilisation des engrais pour le blé de l'Ontario et du Québec, et pour l'orge de l'Alberta.

Cette catégorie de données n'est fournie que dans la première série de tableaux de l'ICV (ensemble de données A1), et non dans l'ensemble de données A2, car : 1) les fractions provenant à la fois des sondages sur l'utilisation des engrais de Stratus et de Statistique Canada ne correspondent pas au taux d'application d'engrais déclaré en termes de N, P, K et S élémentaires; 2) la quantité totale (en poids, volume, etc.) d'engrais utilisée n'a pas été déclarée; et 3) elles ne sont pas nécessaires pour calculer les émissions de $N_2O$, selon la méthode de la CRSC.

Les données sur les types d'engrais pour le canola pour les UR 23 et 24 au Manitoba, les UR 28, 29 et 30 en Saskatchewan, et les UR 34, 35 et 37 en Alberta proviennent des rapports de la Commission européenne sur le canola.

### 4.4.5 Résidus de culture

Les rapports de la CRSC ont utilisé les valeurs de la masse des résidus de culture et de l'azote de Janzen et coll. (2003), une étude spécifique au Canada, et ont également utilisé des moyennes calculées à partir de Janzen et coll., d'autres études et des valeurs du GIEC.

Thiagarajan et coll. (2018) ont mis à jour les valeurs fournies par Janzen et coll. (2003) pour 11 cultures au Canada, dont le blé, le maïs, l'orge, le soja et le canola, en se basant sur de nouvelles références spécifiques au Canada. Aucune distinction n'a été faite entre le blé et le blé dur. Pour la caméline, les valeurs génériques pour les cultures oléagineuses de Fan et coll. (2017) ont été utilisées pour le calcul de la masse des résidus de culture, et les valeurs pour le canola ont été utilisées pour le calcul de l'azote dans les résidus de culture.

Selon Thiagarajan et coll., la répartition de la matière sèche totale d'une plante en résidu souterrain (BGR), en poids de grain (G), et en résidu aérien (AGR) dépend du rendement des graines (Y), qui est également compris comme G sur la superficie. Les AGR des cultures céréalières sont souvent estimés à l'aide de l'indice de récolte (HI), qui fait référence au rapport entre le poids du grain (G) et la masse totale des pousses (G + AGR). Les BGR sont fréquemment estimés à partir de la masse des pousses en

fonction des rapports racines/pousses (RSR) sur toute la profondeur d'enracinement. Ces valeurs ont été utilisées pour calculer l'azote dans les résidus de culture.

### *Masse aérienne*

La masse des résidus de culture aériens dans les rapports de la CRSC sur l'empreinte carbone est $\frac{AGR}{G}$ .

D'après Thiagarajan et coll. (2018), $= \frac{G}{G+AGR}$ . Une fois les termes réarrangés, $\frac{AGR}{G} = \frac{1}{HI} - 1$.

Il a été démontré récemment qu'il existe une relation linéaire entre HI et Y, c'est-à-dire $HI = I_c + S_c{*}Y$ , où $I_c$ est le point d'intersection et $S_c$ est la pente de la relation entre l'indice de récolte et le rendement. Des pentes et des points d'intersection sont indiqués pour chaque culture.

Une fois les termes réarrangés, $\frac{AGR}{G} = \frac{1}{I_c+S_c*Y} - 1$

Comme le rendement est spécifique à l'UR, les valeurs spécifiques à l'UR pour la masse de résidus de culture aériens ont été calculées pour les tableaux de l'ICV.

Il faut noter que ces valeurs sont basées sur G, qui est la masse sèche du grain ou le poids du grain. Pour être fonctionnellement équivalente avec le reste des données basées sur l'unité fonctionnelle (voir la section Portée), la masse des résidus de culture aériens est multipliée par le pourcentage en poids des céréales ou des oléagineux secs par rapport au poids total des céréales ou des oléagineux, y compris la teneur en humidité. Cela a été fait pour l'ensemble agrégé et pondéré de la production des ICV (ensemble de données A2).

### *Masse souterraine*

La masse de résidus de culture souterrains dans les rapports de la CRSC sur l'empreinte carbone est $\frac{BGR}{G}$

Thiagarajan et coll. (2018) ont trouvé trois équations pour la répartition de la matière sèche, dont $BGR\ (en\ kg/tonne)\ = \frac{RSR*Y}{I_c+S_c*Y}$ , où RSR correspond au rapport racines/pousses.

Cela peut être adapté en un rapport :

$$\frac{BGR}{G} = \frac{RSR}{I_c + S_c * Y}$$

Les valeurs de RSR ont été indiquées pour chaque culture.

Comme le rendement est spécifique à l'UR, les valeurs spécifiques à l'UR pour la masse de résidu souterrain de culture ont été calculées.

La masse de résidu souterrain de culture a également été calculée pour être fonctionnellement équivalente (par tonne de céréales ou d'oléagineux humides) avec le reste des données d'inventaire pour le deuxième ensemble d'ICV (ensemble de données A2).

*Concentrations d'azote*

Les concentrations d'azote dans les résidus aériens et souterrains des cultures ont été mises à jour pour chaque culture dans les travaux de Thiagarajan et coll. (2018) sur la base de la matière sèche. On s'attend à ce que la teneur en N par matière sèche ne change pas d'une région à l'autre. Les données spécifiques au Canada sont donc suffisantes et il est possible de déterminer la teneur en N dans les résidus de culture spécifiques à l'UR. Les valeurs moyennes sont indiquées dans les tableaux de l'ICV.

Il y a deux exceptions. La valeur de l'azote souterrain pour le soja utilise toujours les valeurs de Janzen et coll. (2003), car aucune mise à jour n'a été fournie dans les travaux de Thiagarajan et coll. (2018). Les valeurs prévues pour le canola ont été utilisées pour la caméline, puisque les deux sont des cultures oléagineuses et sont produites de manière similaire.

### 4.4.6 Taux d'application des pesticides

Les taux d'application des pesticides pour le canola ont été mis à jour grâce à des données spécifiques aux UR 23 et 24 au Manitoba, aux UR 28, 29 et 30 en Saskatchewan, et aux UR 34, 35 et 37 en Alberta, sur la base du rapport de la Commission européenne sur le canola, qui reposait sur les données du sondage du Conseil canadien du canola. La valeur de 0,80 kg/ha de matière active a été utilisée pour les autres UR, selon le rapport de la CRSC sur la méthodologie.

D'après les rapports de la CRSC, le taux d'application réel des pesticides n'était disponible que pour l'Ontario, à partir d'un sondage sur les pesticides de 2014 (Farm & Food Care Ontario, 2015) et pour le blé du Québec du Groupe Agéco (2015). Les données du NASS du ministère de l'Agriculture des États-Unis (2015) ont été utilisées pour le blé dur. Le sondage de l'ARMS du ministère américain de l'Agriculture (s.d.) a été consulté pour l'orge. Les taux d'application pour les autres provinces et les autres cultures sont fondés sur l'hypothèse qu'ils étaient les mêmes que ceux des provinces pour lesquelles des données sont disponibles.

Pour la caméline, les Saskatchewan Crop Planning Guides de 2017 à 2019 recommandent l'herbicide Assure II et un ensemencement précoce sur un champ propre pour lutter contre les parasites. La plupart des producteurs utilisent environ 0,3 L/a d'Assure II, (Smart Earth Seeds, 2019), qui a une concentration en matière active de 96 g/L (E.I. du Pont de Nemours et compagnie, 2016). En outre, la plupart des producteurs utilisent également Roundup WeatherMAX pour aider à la prérécolte, à 0,68 L/a, en raison de la combustion de l'ingrédient actif glyphosate avant les semences (Smart Earth Seeds, 2019), à une concentration de 540 g/L (E.I. du Pont de Nemours et compagnie, 2017), ce qui correspond à celle utilisée dans le sondage de Farm & Food Care Ontario. Le taux d'application total des pesticides a été calculé à 0,160 kg/ha. Le taux pour la caméline est inférieur à celui des autres cultures.

### 4.4.7 Utilisation directe de l'énergie

L'énergie est utilisée pour la culture, l'irrigation, le transport par camion et le stockage.

Selon la méthodologie de la CRSC sur l'empreinte carbone, l'énergie pour la culture pour les provinces des Prairies pour le blé, le blé dur, l'orge et le canola a été calculée à partir du modèle PCEM (Prairie Crop Energy Model), et les données sur le travail du sol

proviennent du recensement de l'agriculture de 2011. L'utilisation de combustible pour la culture dans les provinces autres que les Prairies a été calculée sur la base des pratiques de labour et des valeurs d'utilisation de combustible type pour chaque type de labour.

L'énergie pour l'irrigation est incluse pour les UR de l'Ouest du Canada (C.-B., Alberta, Saskatchewan et Manitoba) dont la superficie irriguée est supérieure à 1 %. Il s'agit des UR 35 et 37 en Alberta, et des UR 41 et 42 en Colombie-Britannique. Il a donc été supposé qu'aucune des superficies de culture de maïs et de soja n'est irriguée pour les fins du calcul de la consommation d'énergie. Par conséquent, les données du sondage de l'Agricultural Resource Management Survey (ARMS) du ministère américain de l'Agriculture (USDA) (2012) pour les États non irrigués ont été prises pour l'utilisation de combustible pour la culture du maïs et du soja.

Pour le maïs et le soja, l'utilisation directe d'énergie n'a pas été agrégée, car il semble y avoir une erreur dans le calcul de l'utilisation d'énergie agrégée dans les rapports de la CRSC, où l'unité par hectare pour la culture et l'unité par tonne pour le camionnage et le stockage ont été confondues. Il est probable que la même erreur était présente dans le résumé de l'utilisation de l'énergie du canola pour l'électricité. Les mesures à prendre pour corriger cette erreur sont suggérées dans un commentaire sur la catégorie de données « Électricité » pour le canola.

L'utilisation d'énergie pour le camionnage est calculée en utilisant 6,6 MJ/tonne-km de diesel pour un camion de taille moyenne, multiplié par une moyenne de 5 km entre le champ et le silo de stockage, pour obtenir 0,86 litre de diesel par tonne de céréales ou d'oléagineux.

L'utilisation d'énergie pour le stockage est calculée en supposant que 0,5 kWh/tonne d'électricité est utilisé pour le transport des céréales d'un camion à un silo, puis à nouveau dans un camion, et que 2 kWh/tonne d'électricité supplémentaires sont utilisés pour l'aération du silo de stockage.

Le rapport de la Commission européenne sur le canola fournit des calculs et des données détaillés sur l'utilisation du diesel pour le canola. Les valeurs étaient similaires à celles du rapport de la CRSC sur l'empreinte carbone du canola. Ces dernières ont été utilisées pour les tableaux de l'ICV à des fins de cohérence méthodologique.

Les valeurs d'utilisation d'énergie pour le gaz naturel et l'essence étaient souvent nulles lorsque l'utilisation d'énergie pour l'irrigation n'était pas prise en compte, et les valeurs pour le gaz de pétrole liquéfié (GPL) n'étaient indiquées que pour le soja. Les catégories de données ayant des valeurs nulles dans les rapports de la CRSC sur l'empreinte carbone, telles que le GPL, ont été supprimées, afin de distinguer l'absence de déclaration des cas où les valeurs déclarées sont nulles.

L'utilisation directe d'énergie n'a pas été fournie dans l'inventaire du cycle de vie de la culture de la caméline de Li et Mupondwa (2014). Les valeurs pour le canola ont été utilisées pour la caméline, puisque les deux sont des cultures oléagineuses et sont produites de manière similaire.

### 4.4.8 Taux d'azote

Les taux d'azote ont été recalculés pour refléter l'évolution de l'azote dans les résidus de culture sur la base de données plus récentes. Ces valeurs ont été utilisées pour calculer les émissions de $N_2O$ dans la section Émissions de $N_2O$.

#### *N synthétique*

Les taux d'azote synthétique peuvent être calculés en convertissant le taux d'application des engrais azotés d'une base par hectare à une base par tonne.

#### *N dans les résidus de culture*

L'azote dans les résidus de culture désigne les émissions d'azote provenant de la décomposition des matières végétales restantes laissées au champ après la récolte d'une culture. L'équation suivante pour la quantité d'azote contenue dans les résidus de culture par tonne a été obtenue en faisant correspondre les valeurs de masse et de concentration d'azote pour la biomasse aérienne et souterraine (les données fournies dans la catégorie de données Résidus de culture) avec les valeurs d'azote dans les résidus de culture dans les rapports individuels de la CRSC sur les cultures.

$$\left(\frac{AGR}{G} * N\ aérien\ + \frac{BGR}{G} * N\ souterrain\right) * matières\ sèches\ (\%)$$

« AGR » désigne les résidus de culture aériens, et « BGR », les résidus de culture souterrains, et tous deux ont été donnés sur la base de céréales ou de graines sèches dans le premier ensemble de tableaux de l'ICV (ensemble de données A1). Il en résulte des valeurs d'azote des résidus de culture spécifiques à l'UR, puisque l'on s'attend à ce que la teneur en azote par matière sèche ne change pas d'une région à l'autre. Enfin, on peut supposer que l'unité $g_N$ / $kg_{grain}$ obtenue par la multiplication s'élève directement à $kg_N$ / $tonne_{grain}$.

Le calcul effectué à l'aide de cette équation et des anciennes valeurs de résidus de culture figurant dans les rapports de la CRSC produit des valeurs qui correspondent à celle de l'azote dans les résidus de culture dans les rapports de la CRSC, à ± 0,1 kg/tonne pour le maïs, le blé, l'orge et le canola. Il y a deux exceptions, pour lesquelles le calcul a donné des résultats différents : le blé dur et le soja.

Pour le blé dur, nous pensons que la différence est due à une erreur de calcul, le pourcentage de matière sèche du blé ayant été utilisé au lieu du pourcentage de matière sèche du blé dur.

Pour le soja, nous n'avons pas pu déterminer comment l'azote dans les résidus de culture a été calculé, et nous avons donc laissé la valeur de 22,7 kg/tonne, extraite du rapport de la CRSC sur l'empreinte carbone de l'orge, pour toutes les UR.

Les taux d'azote définitifs ont été recalculés sur la base de ces changements.

#### *Minéralisation de l'azote dans le sol*

Un rapport C:N par défaut de 10:1 est utilisé pour calculer la minéralisation de l'azote à partir du carbone dans le sol, conformément aux lignes directrices du GIEC. Aucune autre explication n'a été fournie sur la manière dont la minéralisation de l'azote a été calculée.

À partir des tableaux d'inventaire, on peut calculer que le rapport entre la variation totale du COS et la minéralisation de l'azote dans le sol est constamment compris entre 36 et 37 pour toutes les UR, sauf pour celles des Prairies, où la minéralisation de l'azote dans le sol est toujours nulle.

Ainsi, pour la caméline, puisque toute la production se fait dans les provinces des Prairies, la minéralisation de l'azote dans le sol est toujours nulle.

### 4.4.9 Émissions de $N_2O$

Les calculs des émissions de $N_2O$ (directes et indirectes) ont été effectués selon la méthodologie décrite dans le rapport sur la méthodologie de l'empreinte carbone de la CRSC comme suit.

#### *Directes*

Les émissions directes de $N_2O$ ont été calculées en utilisant la méthodologie canadienne de niveau 2, à l'exclusion du fumier, et le coefficient d'émission 1 a été modifié par AAC pour inclure des ajustements pour le type de travail du sol, la topographie et les pratiques d'irrigation. La formule utilisée est la suivante :

$$N_2O = (F_{SN} + F_{CR} + F_{SOM}) * EF_1$$

où

$N_2O$ = émissions annuelles directes de $N_2O$–N provenant des intrants d'azote dans les sols gérés, kg $_{N2O–N}$ / an

$F_{SN}$ = quantité annuelle d'engrais de synthèse N appliquée aux sols, kg $_N$ / an

$F_{CR}$ = quantité annuelle de N dans les résidus de culture (aériens et souterrains), retournée aux sols, kg $_N$ / an

$F_{SOM}$ = quantité annuelle de N dans les sols minéraux qui est minéralisée, en association avec la perte de C dans la matière organique du sol à la suite de changements dans l'utilisation ou la gestion des terres, kg $_N$ / an

$EF_1$ = coefficient d'émission 1, kg $_{N2O-N}$ / kg $_N$

Les taux d'azote entre parenthèses correspondent au « N total » qui a été utilisé dans les calculs.

#### *Indirectes, volatilisation*

Les émissions indirectes de $N_2O$ dues à la volatilisation suivent la méthodologie de niveau 1 des lignes directrices du GIEC sur les GES (2006) et n'utilisent pas de valeurs spécifiques au Canada. Le fumier a été exclu. La formule utilisée est la suivante :

$$N_2O_{(ATD)} = (F_{SN} * Frac_{GASF}) * EF_4$$

où

$N_2O_{(ATD)}$ = quantité annuelle de of $N_2O$–N produit à partir du dépôt atmosphérique de N volatilisé à partir des sols gérés, kg $_{N2O–N}$ / an

$Frac_{GASF}$ = fraction d'engrais de synthèse N qui se volatilise sous forme de $NH_3$ et de NOx, sans unité
ou kg $_{N\ volatilisé}$ / kg $_{N\ appliqué}$ **= <u>0,10</u>**

$EF_4$ = coefficient d'émission 4 pour les émissions de $N_2O$ provenant du dépôt atmosphérique de N sur les sols et les surfaces d'eau, sans unité ou [$kg_{N2O–N}$ (kg $_{NH3–N + NOx–N\ volatilisé}$)$^{-1}$] **= <u>0,01</u>**

*Indirectes, lessivage*

Une méthodologie canadienne de niveau 1 modifiée a été utilisée pour déterminer les émissions indirectes de $N_2O$ par lessivage. Le fumier a été exclu. La formule utilisée est la suivante :

$$N_2O_{(L)} = (F_{SN} + F_{CR} + F_{SOM}) * Frac_{LEACH} * EF_5$$

où

$N_2O_{(L)}$ = quantité annuelle de $N_2O$–N produit par le lessivage et le ruissellement des intrants d'azote dans les sols gérés dans les régions où il y a lessivage et ruissellement, kg $_{N2O–N}$ / an

$Frac_{LEACH}$ = fraction de tout l'azote ajouté ou minéralisé dans les sols gérés dans les régions où il y a lessivage/ruissellement, qui est perdue par lessivage et ruissellement, sans unité ou [kg $_N$ / kg $_{N\ intrants}$].

$EF_5$ = coefficient d'émission 5 pour les émissions de $N_2O$ dues au lessivage et au ruissellement, sans unité ou [kg $_{N2O–N}$ / kg $_{N\ lessivage\ et\ ruissellement}$] = **<u>0,0075</u>**

### 4.4.10 Changements du carbone organique du sol

Les changements du carbone organique du sol (COS) ont été calculés pour les changements d'activités de gestion sur les terres cultivées restantes. Dans ce contexte, il y a trois sources potentielles de changement du COS à prendre en compte :

1. Parmi les pratiques de gestion des sols minéraux qui permettent de réduire les pertes en carbone, ou dans certains cas un puits, figurent :
    a. Réduction de la jachère d'été
    b. Augmentation du non-labour et du labour réduit
    c. Rétablissement de la végétation pérenne
    d. Pratiques de promotion du rendement
    e. Irrigation
    f. Application de fumier
    g. Fertilisation
2. Émissions de $CO_2$ résultant de la culture des sols organiques.
3. Émissions et absorptions de $CO_2$ résultant des changements dans la biomasse ligneuse des cultures spécialisées.

Seuls : a) la réduction de la jachère d'été, b) l'augmentation des pratiques de labour de conservation, et c) le rétablissement de la végétation pérenne ont été inclus dans les calculs de la CRSC. Le rapport sur la méthodologie de la CRSC ne contient pas d'informations à l'appui.

Les changements annuels du carbone du sol par rapport aux pratiques classiques, résultant des changements dans les pratiques de travail du sol, de la réduction des jachères d'été et du passage des cultures vivaces aux cultures annuelles, tels que calculés par AAC pour chacune des UR, sont rapportés et utilisés sur une base par hectare, jusqu'à la campagne agricole de 2014. Tout comme les pertes en carbone

dues aux pratiques classiques, ces valeurs sont considérées comme des cultures agnostiques dans les calculs de la CRSC et dans cette étude.

Les ensembles de données A1 et A2 indiquent ces valeurs par tonne pour chaque culture dans chaque zone (UR pour l'ensemble de données A1, province pour l'ensemble de données A2) de production basée sur le rendement.

## 4.5 Lacunes par rapport aux données et incertitude dans l'ICV agricole

Les rapports de la CRSC sur l'empreinte carbone contiennent peu d'informations sur la variabilité. La dispersion a été occasionnellement fournie pour des points de données individuels. Ainsi, le rapport de la CRSC sur l'empreinte carbone de l'orge pour les taux de semis par UR en Saskatchewan a indiqué une fourchette de valeurs pour refléter les différentes valeurs pour l'orge fourragère et l'orge de brasserie.

La variabilité a été signalée dans les valeurs actualisées de la masse et de la concentration d'azote dans les résidus de culture à partir des travaux de Thiagarajan et coll. (2018) et Fan et coll. (2017). Des valeurs moyennes ont été utilisées pour les points de données.

On observe une variabilité spatiale entre les UR et les provinces, ce que ces inventaires visent à montrer. Il y aurait également une variabilité spatiale au sein d'une même UR, mais cela n'a pas été pris en compte. Pour réduire au maximum la variabilité temporelle, les rapports de la CRSC ont tenté d'utiliser des données récentes et d'une période similaire. La variabilité entre les objets aurait peu de conséquences sur les études de la CRSC.

Le traitement du carbone organique du sol (COS) reposait sur une approximation selon laquelle la variation annuelle du carbone du sol résultant de changements des pratiques de travail du sol, de la réduction des jachères d'été et du passage des cultures vivaces aux cultures annuelles pouvait être traitée de la même manière pour chaque type de culture dans chaque UR. Il existe un degré élevé de variabilité et d'incertitude associé aux changements de COS résultant de la transformation des terres agricoles. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour mieux associer ces processus à des cultures précises et réduire leur incertitude globale.

Dans le rapport sur la méthodologie de la CRSC, la qualité des données a été jugée « assez bonne » pour les rendements des cultures et les taux d'application des engrais « moins bonne », pour l'utilisation directe d'énergie, et « mauvaise » pour les taux d'application des pesticides.

## 4.6 Émissions de produits agrochimiques en amont

Comme il est décrit ci-dessus, la bibliothèque du CALDC contient des informations sur l'utilisation des éléments nutritifs N, P, K et S, ainsi que sur les taux d'application des pesticides, extraites des rapports de la CRSC et de sources connexes. Les valeurs de l'IC pour les éléments nutritifs N, P et K des engrais canadiens ont été tirées d'un rapport sur les engrais préparé pour l'analyse de la CRSC (Cheminfo, 2016), basé sur des données du marché de 2014 et des données détaillées des producteurs. Les valeurs de l'IC des éléments nutritifs et des pesticides provenant des données

détaillées de l'ICV pour les intrants d'engrais et de pesticides sont tirées du modèle GREET de 2018 (ANL, 2018).

Il existe cinq pesticides primaires largement utilisés pour les cultures concernées. En l'absence de données détaillées dans l'ICV quant à la part de chaque type utilisé sur une culture donnée ou de données analogues à celles des expéditions d'engrais canadiens vers l'agriculture, les émissions en amont des pesticides sont traitées comme une moyenne des émissions de chacun des cinq pesticides.

Le Tableau 4 montre les IC des éléments nutritifs et des pesticides utilisés pour les filières de combustibles à faible intensité en carbone fondées sur les cultures.

**Tableau 4 : Valeurs d'émissions d'éléments nutritifs et de pesticides du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) utilisées dans les filières, en grammes par kg.**

| Intrant | | | | éq. $CO_2$ |
|---|---|---|---|---|
| N, par kg | | | | 3 180 |
| P, par kg | | | | 930 |
| K, par kg | | | | 278 |
| | $CH_4$ | $N_2O$ | $CO_2$ | éq. $C0_2$ |
| S, par kg | 8,51 | 0,056 | 2 829,6 | 3 083 |
| Pesticides, par kg de matière active | 32,32 | 0,329 | 18 820 | 19 880 |

Comme le rapport spécifique au Canada (Cheminfo, 2016) ne présente que les valeurs agrégées des éq. $CO_2$, un ensemble distinct de procédés a été mis au point pour rendre disponibles les contributions individuelles de $CH_4$, $N_2O$ et $CO_2$; il est basé sur les données du marché de 2014 à 2017 (Statistique Canada, 2019), les bilans d'éléments nutritifs et les contributions individuelles de chaque engrais de l'ICV du modèle GREET de 2018; ces valeurs figurent dans le Tableau 112, le Tableau 111, et le Tableau 113 dans la section 0 A1. Données sur l'intensité en carbone des produits agrochimiques.

## 4.7 Valeurs de l'intensité en carbone des cultures

### 4.7.1 Dates clés de l'ICV

Les données de l'ICV des pratiques de gestion pour les cultures céréalières et oléagineuses pertinentes sont résumées respectivement dans le Tableau 5 et le Tableau 6. Le Tableau 7 présente un résumé des intrants énergétiques à la culture et à la gestion des cultures.

**Tableau 5 : Données sur les pratiques de gestion des cultures céréalières par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC sur la base des rapports de la CRSC et d'autres sources).**

| Province | Données sur la production | | | Taux de semis | Taux d'application des engrais | | | | Taux d'application des pesticides |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Zone de récolte, ha | Production, T | Rendement, T/ha | kg/T | N, kg/T | P, kg/T | K, kg/T | S, kg/T | Matière active, kg/T |
| **Maïs** | | | | | | | | | |
| **N.-É.** | 13 600 | 101 467 | 7,46 | 2,68 | 20,00 | 5,006 | 5,006 | 1,001 | 0,26 |
| **Î.-P.-É.** | | | | | 20,00 | 4,996 | 4,996 | 1,004 | |
| **N.-B.** | | | | | 20,00 | 4,994 | 4,994 | 0,993 | |
| **Qc** | 381 865 | 3 429 257 | 8,9803 | 2,38 | 16,40 | 5,101 | 5,101 | 0,499 | |
| **Ont.** | 846 727 | 8 398 858 | 9,9192 | 2,15 | 14,20 | 4,327 | 6,934 | 0,701 | |
| **Man.** | 137 889 | 1 005 621 | 7,2930 | 3 | 17,64 | 5,229 | 3,463 | 1,166 | |
| **Blé** | | | | | | | | | |
| **N.-É.** | 13 701 | 46 934 | 3,43 | 33,6 | 21,84 | 6,794 | 1,941 | 0,971 | 0,20 |
| **Î.-P.-É.** | | | | | 27,02 | 8,407 | 2,402 | 1,201 | |
| **N.-B.** | | | | | 29,34 | 9,129 | 2,608 | 1,304 | |
| **Qc** | 52 491 | 170 909 | 3,2560 | 58,4 | 13,4 | 2,9 | 6,91 | 0,28 | 0,25 |
| **Ont.** | 385 759 | 1 995 152 | 5,1720 | 24,2 | 21,1 | 7,0 | 4,76 | 2,20 | 0,13 |
| **Man.** | 1 196 583 | 4 193 901 | 3,5049 | 5,3 | 27,2 | 10,0 | 2,43 | 1,16 | 0,20 |
| **Sask.** | 3 735 009 | 10 508 747 | 2,8136 | 114,4 | 26,9 | 9,5 | 1,19 | 1,56 | 0,25 |
| **Alb.** | 2 244 640 | 7 967 484 | 3,5496 | 32,4 | 27,2 | 6,6 | 2,82 | 0,74 | 0,20 |
| **C.-B.** | 13 084 | 43 729 | 3,3422 | 34,4 | 26,9 | 8,4 | 2,39 | 1,20 | 0,21 |
| **Orge** | | | | | | | | | |
| **N.-É.** | 37 266 | 119 867 | 3,22 | 34,2 | 24,2 | 8,1 | 3,2 | 1,61 | 0,30 |
| **Î.-P.-É.** | | | | | 22,7 | 7,6 | 3,0 | 1,52 | |
| **N.-B.** | | | | | 25,3 | 8,4 | 3,4 | 1,69 | |
| **Qc** | 59 366 | 190 275 | 3,2051 | 53,0 | 24,3 | 14,7 | 10,92 | 1,56 | |
| **Ont.** | 39 902 | 136 554 | 3,4222 | 39,2 | 22,8 | 8,8 | 6,72 | 1,46 | |
| **Man.** | 158 771 | 554 723 | 3,4939 | 30,6 | 23,3 | 9,5 | 2,41 | 1,16 | |
| **Sask.** | 844 085 | 2 477 764 | 2,9354 | 123,5 | 24,3 | 9,2 | 1,60 | 1,38 | |
| **Alb.** | 1 097 281 | 4 001 527 | 3,6468 | 30,2 | 22,4 | 8,3 | 2,16 | 1,95 | |
| **C.-B.** | 9 113 | 29 156 | 3,1994 | 34,4 | 23,4 | 7,8 | 3,13 | 1,56 | |

**Tableau 6 : Données sur la gestion des cultures oléagineuses par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche), telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.**

| Province | Données sur la production | | | Taux de semis | Taux d'application des engrais | | | | Taux d'application des pesticides |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Zone de récolte, ha | Production, T | Rendement, T/ha | kg/tonne | N, kg/T | P, kg/T | K, kg/T | S, kg/T | Matière active, kg/T |
| **Canola** | | | | | | | | | |
| **N.-B.** | 2 200 | 4 633 | 2,106 | 2,659 | 47 | 14 | 3,8 | 7,1 | 0,42 |
| **Man.** | 1 272 119 | 2 397 762 | 1,885 | 8,8 | 57 | 18 | 4,0 | 9,3 | |
| **Sask.** | 4 112 144 | 7 261 064 | 1,766 | 9,3 | 54 | 16 | 1,7 | 9,8 | |
| **Alb.** | 2 247 367 | 4 856 114 | 2,161 | 7,7 | 45 | 14 | 7,9 | 8,8 | |
| **C.-B.** | 16 305 | 30 799 | 1,889 | 8,9 | 47 | 16 | 4,2 | 7,9 | |
| **Soja** | | | | | | | | | |
| **N.-É.** | 33 300 | 82 167 | 2,47 | 26,5 | 2,04 | 5,433 | 11,884 | 0,306 | 0,61 |
| **Î.-P.-É.** | | | | | 2,46 | 6,548 | 14,324 | 0,368 | |
| **N.-B.** | | | | | 2,73 | 7,269 | 15,902 | 0,409 | |
| **Qc** | 301 381 | 856 246 | 2,841 | 26,4 | 2,64 | 2,957 | 4,681 | 0,317 | |
| **Ont.** | 1 109 257 | 3 472 397 | 3,130 | 22,4 | 1,66 | 4,934 | 13,793 | 0,231 | |
| **Man.** | 295 625 | 694 737 | 2,350 | 34 | 1,85 | 13,643 | 5,937 | 1,213 | |
| **Caméline** | | | | | | | | | |
| **Man.** | 304 | 510 | 1,7 | 4,0 | 44 | 13 | 0 | 10 | 0,16 |
| **Sask.** | 2 221 | 2 506 | 1,13 | 5,9 | 66 | 19 | 0 | 15 | 0,16 |

L'un des objectifs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles est de pouvoir refléter les différences régionales ou provinciales en matière d'intensité en carbone des combustibles à faible intensité en carbone. Les données de l'ICV à l'échelle provinciale dans le CALDC permettent d'atteindre cet objectif.

**Tableau 7. Données sur l'utilisation d'énergie en agriculture par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche) pour les cultures céréalières, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC, à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.**

| Province | Utilisation directe d'énergie pour les cultures (à la ferme) | | | | | Utilisation d'énergie pour le stockage | Utilisation d'énergie pour le camionnage |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Diesel, L/tonne | Essence, L/tonne | Gaz naturel, MJ/tonne | GPL, L/tonne | Électricité, kWh/tonne | Électricité, kWh/tonne | Diesel, L/tonne |
| **Maïs** | | | | | | | |
| **N.-É.** | 3,99 | 1,9 | 7,04 | 2,0 | 1,9 | 2,5 | 0,86 |
| **Î.-P.-É.** | | | | | | | |
| **N.-B.** | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Qc** | | | | | | | |
| **Ont.** | | | | | | | |
| **Man.** | | | | | | | |
| **Blé** | | | | | | | |
| **N.-É.** | 7,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,61 | | |
| **Î.-P.-É.** | 9,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,75 | | |
| **N.-B.** | 10,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,82 | | |
| **Qc** | 10,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 34,0 | | |
| **Ont.** | 6,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 37,6 | 2,5 | 0,86 |
| **Man.** | 9,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 39,3 | | |
| **Sask.** | 9,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 39,0 | | |
| **Alb.** | 8,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 39,4 | | |
| **C.-B.** | 8,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 40,0 | | |
| **Orge** | | | | | | | |
| **N.-É.** | 32,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **Î.-P.-É.** | 32,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **N.-B.** | 32,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **Qc** | 34,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **Ont.** | 33,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,5 | 0,86 |
| **Man.** | 37,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **Sask.** | 29,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **Alb.** | 30,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| **C.-B.** | 28,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |

**Tableau 8. Données sur l'utilisation d'énergie en agriculture par tonne de culture récoltée (sur la base de la matière sèche), pour les cultures oléagineuses, telles que compilées pour les ICV agricoles du CALDC à partir des rapports de la CRSC et d'autres sources.**

| Province | Utilisation directe d'énergie pour les cultures (à la ferme) | | | | | Utilisation d'énergie pour le stockage | Utilisation d'énergie pour le camionnage |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Diesel, L/tonne | Essence, L/tonne | Gaz naturel, MJ/tonne | GPL, L/tonne | Électricité, kWh/tonne | Électricité, kWh/tonne | Diesel, L/tonne |
| **Soja** | | | | | | | |
| **N.-É.** | | | | | | | |
| **Î.-P.-É.** | | | | | | | |
| **N.-B.** | 9,00 | 3,34 | 0,0 | 0,03 | 3,00 | 2,5 | 0,86 |
| **Qc** | | | | | | | |
| **Ont.** | | | | | | | |
| **Man.** | | | | | | | |
| **Canola** | | | | | | | |
| **N.-B.** | 15,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,2 | 2,5 | 0,86 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Man.** | 18,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | | |
| **Sask.** | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,4 | | |
| **Alb.** | 13,5 | 0,0 | 24,0 | 0,0 | 4,4 | | |
| **C.-B.** | 15,7 | 0,1 | 128,8 | 0,0 | 18,8 | | |
| **Caméline** | | | | | | | |
| **Man.** | 20 | | | | | 2,5 | 0,86 |
| **Sask.** | 22,6 | | | | | 2,5 | 0,86 |

Les pois ne sont pas encore inclus dans l'ensemble de données de l'ICV du CALDC, c'est pourquoi la valeur du résumé agricole canadien (0,38 kg d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche) a été utilisée (Desjardins, et coll., 2016).

### 4.7.2 Valeurs calculées de l'IC pour la production végétale

La moyenne canadienne et les IC provinciales pour les cultures incluses sont présentées dans le Tableau 9. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sur la production moyenne canadienne pour ces cultures sont présentés dans le Tableau 11.

**Tableau 9. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes (pondérées en fonction de la production) de l'intensité en carbone (du berceau à la porte de la ferme), y compris les contributions du COS pour les principales matières premières de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/kg de culture produite (sur la base de la matière sèche), indiquées avec les valeurs déclarées par la CRSC (rapports précédemment cités; les valeurs avec le signe « ~ » sont estimées à partir des travaux de Churchill et O'Connor, 2017).**

| | Cultures céréalières | | | | | Cultures oléagineuses | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **IC (g d'éq. $CO_2$/kg)** | **Maïs** | **Blé** | **Blé dur** | **Orge** | **Pois secs*** | **Canola** | **Soja** | **Caméline**** |
| Moyenne canadienne | 350 | 180 | 75 | 150 | 380 | 380 | 410 | - |
| Alberta | - | 170 | 440 | 130 | | 390 | - | - |
| Colombie-Britannique | - | 310 | - | 420 | - | 620 | - | - |
| Manitoba | 180 | 240 | - | 210 | | 580 | 20 | 390 |
| Nouveau-Brunswick | 480 | 780 | - | 740 | - | 1 300 | 580 | - |
| Nouvelle-Écosse | 650 | 980 | - | 1 200 | - | - | 950 | - |
| Ontario | 340 | 530 | - | 680 | - | - | 430 | - |
| Île-du-Prince-Édouard | 460 | 770 | - | 720 | - | - | 570 | - |
| Québec | 440 | 690 | - | 820 | - | - | 610 | - |
| Saskatchewan | - | 79 | 30 | 72 | | 310 | - | 140 |
| Moyenne canadienne CRSC | 370 | 230 | ~ 80 | 196 | | 383 | ~ 580 | |

* La valeur pour les pois secs provient de Desjardins et coll., 2018. ** Parce qu'il y a si peu de caméline produite au Canada actuellement, presque toute en Saskatchewan, une valeur moyenne canadienne n'est pas calculée.

Pour les cultures céréalières, les impacts de la production dans toutes les provinces et à l'échelle nationale sont déterminés par l'utilisation d'éléments nutritifs et les

changements du COS avec la conversion des terres. Pour le canola et la caméline, l'utilisation d'éléments nutritifs et les changements du COS dominent, alors que pour le soja, la contribution de l'utilisation de pesticides est à peu près équivalente à celle de l'utilisation d'éléments nutritifs. Les IC plus élevées au Manitoba et au Nouveau-Brunswick, en particulier pour le canola (N.-B.) et l'orge (Man.), sont dues à des émissions de $NO_2$ plus importantes et à une perte nette de carbone du sol. Ces chiffres sont cohérents avec la grande variation des émissions nettes de GES déclarées dans le cadre des travaux de la CRSC.

Les résultats pour les cultures moyennes canadiennes sont en accord avec l'analyse de la CRSC. Les différences entre l'analyse actuelle et les valeurs de la CRSC sont généralement dues à des différences dans les procédés en amont. Bien que les données d'inventaire proviennent principalement des rapports de la CRSC, comme il est décrit ci-dessus, les procédés en amont diffèrent dans certains cas. En particulier, nous avons mis à jour l'analyse en utilisant l'année modèle du réseau d'électricité de 2016 au lieu de 2014, et tous les combustibles utilisent les filières développées au cours de l'étape clé 2. En outre, nous avons augmenté les émissions des éléments nutritifs N, P, K grâce à des procédés pour les pesticides et les éléments nutritifs S.

Les valeurs du COS étant plus spéculatives, les valeurs de l'IC sans COS sont indiquées dans le Tableau 10.

**Tableau 10. Valeurs d'intensité en carbone moyennes provinciales et canadiennes (pondérées par la production) du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte), *excluant* les contributions de COS pour les principales matières premières de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/kg de culture produite (sur la base de la matière sèche).**

| | Cultures céréalières | | | | | Cultures oléagineuses | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IC (g d'éq. $CO_2$/kg) | Maïs | Blé | Blé dur | Orge | Pois secs* | Canola | Soja | Caméline** |
| Moyenne canadienne | 270 | 300 | 250 | 270 | *380* | 610 | 160 | - |
| Alberta | - | 300 | 320 | 250 | - | 580 | - | - |
| Colombie-Britannique | - | 340 | - | 350 | | 660 | - | - |
| Manitoba | 210 | 300 | - | 280 | - | 710 | 110 | 530 |
| Nouveau-Brunswick | 370 | 540 | - | 490 | | 980 | 240 | - |
| Nouvelle-Écosse | 400 | 490 | - | 570 | | - | 280 | - |
| Ontario | 250 | 370 | - | 420 | | - | 160 | - |
| Île-du-Prince-Édouard | 360 | 510 | - | 460 | | - | 230 | - |
| Québec | 310 | 360 | - | 500 | - | - | 210 | - |
| Saskatchewan | - | 270 | 240 | 260 | | 600 | - | 630 |

* La valeur pour les pois secs provient de Desjardins et coll., 2018. ** Parce qu'il y a si peu de caméline produite au Canada actuellement, presque toute en Saskatchewan, une valeur moyenne canadienne n'est pas calculée.

### 4.7.3 Qualité des données et incertitude dans les IC de la production végétale

Le Tableau 11 présente les résultats de l'analyse d'incertitude concernant l'IC de la production moyenne canadienne pour chaque culture. Dans la mesure du possible, la

fourchette est basée sur les valeurs minimales et maximales des valeurs provinciales, de préférence à une matrice des antécédents.

Les résultats montrent un degré élevé d'incertitude, qui est typique des systèmes agricoles, et reflètent l'ampleur des variations entre les provinces. Cela diffère des valeurs moyennes présentées dans le Tableau 9, qui sont pondérées en fonction de la production et reflètent donc les valeurs les plus probables.

La limite inférieure du niveau de confiance de 95 % (2,50 %) suggère d'autres facteurs importants au-delà de la variation attendue des procédés agricoles. Les valeurs négatives sont le résultat des valeurs dominantes du COS. La figure 3 explore plus en détail cette question, en montrant le total (à gauche) et la contribution du COS (à droite).

**Tableau 11 : Résultats de l'analyse d'incertitude concernant les IC de la production agricole du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) dans la bibliothèque du CALDC.**

| Culture | Moyenne | Médiane | Écart type | 2,50 % | 97,50 % | Erreur-type de la moyenne | Unité |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Cultures céréalières** | | | | | | | |
| Maïs | 410 | 390 | 140 | 230 | 730 | 3,2 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| Blé | 530 | 490 | 240 | 200 | 1 200 | 5,4 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| Blé dur | 170 | 150 | 160 | -90 | 550 | 3,6 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| Orge | 670 | 620 | 280 | 260 | 1 400 | 6,3 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| **Cultures oléagineuses** | | | | | | | |
| Canola | 460 | 470 | 180 | 77 | 780 | 3,9 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| Caméline (Sask.) | 490 | 400 | 330 | 130 | 1 400 | 7,3 | g d'éq. $CO_2$/kg |
| Soja | 150 | 160 | 400 | -720 | 910 | 8,9 | g d'éq. $CO_2$/kg |

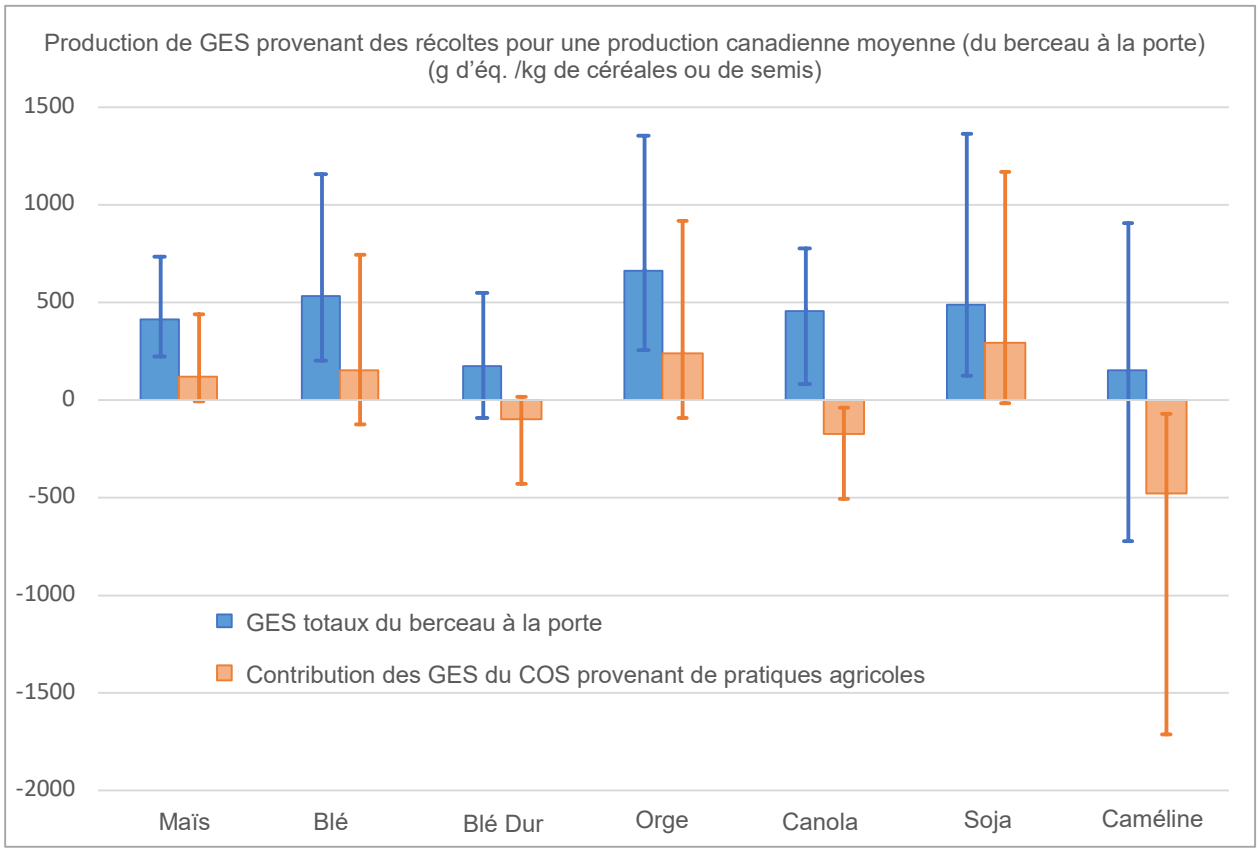



**Figure 3 : Total des intensités en carbone des cultures céréalières et oléagineuses canadiennes (à gauche, en bleu) et contribution de la transformation des terres (COS) (à droite, en orange), montrant l'importance de l'incertitude liée au COS.**

La Figure 3 montre les résultats des IC avec l'incertitude liée aux cultures moyennes canadiennes. Ils montrent une forte incertitude et une contribution significative du carbone organique du sol résultant de changements dans les pratiques de gestion. La figure illustre le défi que représente l'intégration des valeurs de transformation des terres résultant des changements de pratiques de gestion ainsi que les lacunes par rapport aux données sous-jacentes. Comme il est indiqué ci-dessus, l'approximation de la variation annuelle du carbone du sol résultant des changements de pratiques de travail du sol, de la réduction des jachères d'été et du passage des cultures vivaces à annuelles est la même pour toutes les cultures, ce qui aggrave l'incertitude déjà élevée (l'étude de la CRSC a classé la qualité des données sur les émissions comme « mauvaise ») avec des estimations potentiellement trompeuses des changements du COS pour certaines cultures. Le résultat net est une incertitude extrêmement élevée à l'échelle provinciale et nationale pour les GES provenant de la transformation des terres et pour les GES des cultures totales (Figure 3).

### 4.7.4 Lacunes par rapport aux données pour les IC de la production végétale

- Approximations du carbone organique du sol. Il existe déjà un degré élevé d'incertitude lié aux changements de COS résultant de la transformation des terres agricoles; en n'appliquant aucune pondération de la production pour les cultures produites dans une UR ou une province donnée, cette incertitude est aggravée et, dans certains cas, entraîne des émissions négatives inattendues. Des recherches supplémentaires sont

nécessaires pour mieux associer ces processus à des cultures précises et réduire leur incertitude globale.
- Canola en Ontario (et données concernant d'autres petits contributeurs à diverses cultures).

## 4.8 Valeurs de l'intensité en carbone des résidus de culture

La collecte et l'élimination des résidus de culture ajoutent une utilisation d'énergie et un remplacement des éléments nutritifs supplémentaires par rapport à production végétale ordinaire, ainsi que des changements potentiels dans l'utilisation de l'eau et les émissions. Les résidus de culture diffèrent donc d'un simple déchet et nécessitent une valeur de l'intensité en carbone indépendante. Lors des discussions avec ECCC, il a été décidé que, dans l'intérêt de la transparence et pour éviter une attribution, un procédé très simplifié de traitement des résidus de culture est utilisé. Cette approche est décrite ci-dessous.

### 4.8.1 Résumé de l'approche

La pratique actuelle au Canada, à laquelle se rapportent les données de la CSRC, prévoit une collecte minimale de résidus et des quantités négligeables utilisées pour la bioénergie. La collecte de résidus est donc traitée comme un ensemble de pratiques complémentaires à ces données. Une IC des résidus est élaborée sur la base : 1) du remplacement de l'azote dans les résidus collectés, en supposant une application de quantités équivalentes d'éléments nutritifs, et 2) d'une estimation grossière d'utilisation de diesel dans la collecte des résidus comme passage supplémentaire de récolte sur les champs. Cette estimation est calculée par tonne de biomasse collectée. L'ensemble de ces éléments fournit une estimation grossière de la contribution à l'IC des résidus de récolte destinés à la production de bioénergie.

L'élimination des résidus peut également changer les rendements, la demande en eau, la demande en éléments nutritifs autres que l'azote et les émissions des champs; toutefois, ces procédés sont plus complexes et incertains que ce qui peut être pris en compte ici et sont omis de l'IC. L'incertitude relative à l'IC reflète ces hypothèses.

L'approche utilisée ici garantit que les résidus ont un impact non nul qui peut être clairement relié à la quantité de résidus utilisée. Ainsi, si un producteur donné décide de travailler avec un agriculteur et de collecter, par exemple, 30 % des résidus de culture dans ces champs, l'IC calculée en tiendra compte de manière grossière. Des travaux sont prévus pour affiner le traitement des résidus de culture dans l'outil. L'approche adoptée ici est intentionnellement simplifiée à l'excès, dans l'espoir de fournir un cadre initial transparent aux futurs modélisateurs.

#### *Remplacement des éléments nutritifs et rendement de la biomasse*

Les résidus ont un impact non nul qui peut être clairement relié à la quantité de résidus utilisée. Ainsi, si un producteur donné décide de travaille avec un agriculteur et de collecter, par exemple, 30 % des résidus de culture dans ces champs, l'IC calculée en tiendra compte de manière grossière. Des travaux sont prévus pour affiner le traitement des résidus de culture dans l'outil.

La quantité d'azote retirée des champs dans la biomasse collectée est calculée en utilisant la teneur en azote dans le Tableau 12 et les rendements de la biomasse

provenant des données de la CRSC. La teneur en autres éléments nutritifs et oligoéléments dans la biomasse des cultures n'est pas incluse dans les données de la CRSC.

**Tableau 12 : Teneur en azote dans la biomasse aérienne pour les matières premières d'éthanol cellulosique utilisé ici, en kg N par tonne de matière sèche (résidus) (Thiagarajan et coll., 2018), utilisée pour calculer la contribution du remplacement des éléments nutritifs à l'intensité en carbone des résidus de culture.**

| | Moyenne | Écart type | Unité |
|---|---|---|---|
| **Paille de blé** | 6,64 | 3,15 | kg N/t matière sèche |
| **Paille de maïs** | 9,37 | 2,59 | kg N/t matière sèche |

Pour tenir compte du fait que seule une partie de l'azote des résidus de récolte est disponible pour la culture, une fourchette de 0 à 72 % avec un pic de 58 % est appliquée. L'IC moyenne canadienne de l'élément nutritif N est ensuite utilisé pour calculer l'impact du remplacement de l'élément nutritif retiré.

### *Utilisation de l'énergie*

L'utilisation de véhicules et de diesel dans la collecte de résidus est traitée comme un impact supplémentaire du transport, en utilisant un simple camion diesel lourd comme substitut. La distance est estimée sur la base des rendements par hectare, en supposant un champ carré, et du nombre de passages nécessaires pour couvrir le champ, à l'aide de moissonneuses-batteuses dotées de têtes à grains de taille moyenne[4].

Pour collecter les résidus de manière uniforme sur l'ensemble du champ, ces moyennes donnent lieu à des distances de déplacement comprises entre 0,8 et 1,9 km par ha, avec une moyenne de 1,1 km/ha. Les distances de collecte calculées sont indiquées dans le Tableau 13 avec leurs rendements sous-jacents.

[4] Les largeurs de coupe, compilées d'après les graphiques de comparaison des moissonneuses-batteuses à l'adresse https://www.caseih.com/northamerica/en-us/Pages/Comparison.aspx?family=GrainHeadsRigidCombine#, se situent généralement dans une plage de 5,2 m à 12,5 m, avec une moyenne de 8,9 m; la largeur fournie par le plus grand nombre de fabricants est de 9,14 m.

**Tableau 13 : Rendements moyens provinciaux et nationaux des résidus de culture au Canada et distance de collecte généralisée pour la paille de blé et les cannes de maïs utilisées pour estimer l'intensité en carbone de la contribution de la collecte des résidus.**

| Province | Rendement des résidus de culture (masse), tonne de biomasse (sèche)/ha | | | Distance moyenne parcourue pour la collecte, km par tonne de biomasse (sèche) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Canne de maïs | Paille de blé, non dur | Paille de blé, dur | Canne de maïs | Paille de blé, non dur | Paille de blé, dur |
| Nouvelle-Écosse | 7,000 | 4,428 | | 0,161 | 0,254 | |
| Î.-P.-É. | 7,224 | 3,247 | | 0,156 | 0,347 | |
| N.-B. | 6,501 | 2,866 | | 0,173 | 0,393 | |
| Qc | 7,560 | 4,464 | | 0,149 | 0,252 | |
| Ont. | 7,894 | 5,485 | | 0,143 | 0,205 | |
| Man. | 6,795 | 3,103 | | 0,166 | 0,363 | |
| Sask. | | 2,562 | | | 0,440 | |
| Alb. | | 3,863 | 3,957 | | 0,292 | 0,285 |
| C.-B. | | 3,265 | 3,825 | | 0,345 | 0,294 |
| Moyenne nationale, pondérée par la production | 7,712 | 3,319 | 3,936 | 0,146 | 0,359 | 0,286 |

### 4.8.2 Valeurs calculées de l'intensité en carbone des résidus de culture

Les tableaux suivants indiquent les IC moyennes provinciales et nationales pour la contribution des matières premières aux filières de l'éthanol cellulosique à base de résidus de culture. Le Tableau 14 indique l'IC de la canne de maïs, et le Tableau 15 celle de la paille de blé. Le Tableau 16 présente les résultats de l'analyse d'incertitude pour la canne de maïs et la paille de blé.

**Tableau 14 : Valeurs moyennes provinciales et nationales (pondérées en fonction de la production) de l'intensité de carbone de la canne de maïs provenant de la collecte, remplaçant l'azote retiré de la biomasse collectée, et le total combiné, en kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche).**

| Province | Collecte, kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche) | remplacement (58 %), kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche) | Combinés kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche) |
|---|---|---|---|
| N.-É. | 0,022 | 17,28 | 17,304 |
| Î.-P.-É. | 0,022 | 17,28 | 17,304 |
| N.-B. | 0,024 | 17,28 | 17,306 |
| Qc | 0,021 | 17,28 | 17,303 |
| Ont. | 0,020 | 17,28 | 17,302 |
| Man. | 0,023 | 17,28 | 17,305 |
| Moyenne nationale, pondérée par la production | 0,020 | 17,28 | 17,302 |

**Tableau 15 : Valeurs moyennes provinciales et nationales (pondérées en fonction de la production) de l'intensité de carbone de la paille de blé (dur et non dur) provenant de la collecte, remplaçant l'azote retiré de la biomasse collectée, et le total combiné, en kg d'éq. $CO_2$/tonne (matière sèche).**

| | Paille de blé, non dur | | | Paille de blé, dur | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Province** | Collecte | Remplacement de l'azote à 58 % | Combinés | Collecte | Remplacement de l'azote à 58 % | Combinés |
| N.-É. | 0,035 | 12,2 | 12,282 | | | |
| Î.-P.-É. | 0,048 | 12,2 | 12,295 | | | |
| N.-B. | 0,054 | 12,2 | 12,301 | | | |
| Qc | 0,035 | 12,2 | 12,282 | | | |
| Ont. | 0,028 | 12,2 | 12,275 | | | |
| Man. | 0,050 | 12,2 | 12,297 | | | |
| Sask. | 0,061 | 12,2 | 12,308 | | | |
| Alb. | 0,040 | 12,2 | 12,287 | 0,039 | 12,2 | 12,286 |
| C.-B. | 0,048 | 12,2 | 12,295 | 0,041 | 12,2 | 12,288 |
| Moyenne nationale, pondérée par la production | 0,050 | 12,2 | 12,297 | 0,040 | 12,2 | 12,287 |

### 4.8.3 Analyse de l'incertitude des IC des résidus de culture

Les IC des résidus agricoles sont plus spéculatives que les IC de la production végétale. Comme elles sont actuellement un résidu de la production végétale plutôt qu'un coproduit, elles n'ont aucun impact sur la production de céréales ou de cultures primaires (c'est-à-dire qu'elles ne constituent pas un procédé attribué). Cependant, il existe des impacts spécifiquement associés à la collecte et à l'élimination de ces résidus. Les données spécifiques à ces pratiques n'étant pas disponibles, des procédés simplifiés ont été créés pour les résidus, comme il est décrit dans la section 4.8.

Les IC vont de près de zéro à entre 20 et 30 g d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche, en raison de la grande incertitude quant à la quantité d'éléments nutritifs présents dans les résidus de biomasse éliminés qui auraient été disponibles pour la culture et doivent donc être remplacés (0 à 72 %). L'utilisation d'énergie pour les passages sur le champ afin de collecter la biomasse apporte une contribution beaucoup plus faible.

**Tableau 16 : Résultats de l'analyse d'incertitude sur les IC des résidus de culture.**

| Biomasse | Moyenne | Médiane | Écart type | 2,50 % | 97,50 % | Erreur-type de la moyenne | Unité |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Canne de maïs | 0,0130 | 0,0113 | 0,0078 | 0,0023 | 0,0330 | 0,0002 | kg d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche |
| Paille de blé, non dur | 0,0092 | 0,0079 | 0,0061 | 0,0014 | 0,0246 | 0,0001 | kg d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche |
| Paille de blé, dur | 0,0091 | 0,0079 | 0,0059 | 0,0015 | 0,0244 | 0,0001 | kg d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche |

### 4.8.4 Lacunes par rapport aux données pour les IC des résidus agricoles

- Réponse à la fraction d'une collecte à l'échelle du champ : dans une mise en œuvre réelle, un projet donné est très susceptible de nécessiter la collecte d'une fraction des résidus totaux du champ, et les recherches ont jusqu'à présent montré une relation entre la réponse du champ et la part de matières collectées plus complexes que la simple masse linéaire de résidus : hypothèse de réponse à l'échelle du champ nécessaire ici. *Des recherches et des rapports supplémentaires sont nécessaires.*
- Utilisation d'énergie pour la collecte des résidus : distance parcourue dans le champ, en camion par rapport à la moissonneuse ou en camion et remorque, fraction de la collecte. *Des rapports supplémentaires et des recherches sont nécessaires.*
- Rendement à l'échelle du champ et réponse aux besoins en éléments nutritifs : étant donné que chaque passage sur le champ peut compacter le sol, ce qui peut avoir une incidence sur les rendements, et que l'élimination des résidus peut modifier à la fois les besoins en éléments nutritifs (N et autres) et en eau, des données supplémentaires sont nécessaires concernant les réponses des rendements à la collecte des résidus. *Des recherches et des rapports supplémentaires sont nécessaires.*
- Impact de la collecte des résidus sur les émissions du champ : *des recherches et des rapports supplémentaires sont nécessaires.*

# 5. Combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

## 5.1 Limites et descriptions du système des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

Les combustibles liquides à faible intensité en carbone peuvent être produits à partir de diverses cultures renouvelables canadiennes, qu'il s'agisse de céréales (p. ex. le bioéthanol classique) ou d'oléagineux (p. ex. le biodiesel), ainsi que de résidus agricoles ou de biomasse cultivée à des fins précises (éthanol lignocellulosique et biocombustibles avancés). Les résidus agricoles lignocellulosiques sont également utilisés comme combustibles liquides à faible intensité en carbone. Le bioéthanol et le biodiesel font l'objet d'une production et d'une utilisation commerciales et sont considérés comme des carburants classiques issus de cultures. Tous les autres combustibles sont considérés comme non classiques dans le cadre de ce rapport. Les combustibles liquides classiques issus de cultures sont généralement mélangés à leurs analogues fossiles pour être utilisés dans des moteurs à combustion interne, bien que des procédés avancés de production de combustibles de substitution directe de leurs analogues fossiles soient en train d'émerger. Les combustibles liquides à faible intensité en carbone sont généralement utilisés pour le transport de passagers et de marchandises, où une certaine quantité de biodiesel est également utilisée pour le chauffage.

Les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures canadiennes et incorporés dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumés dans le Tableau 17. Les grains de céréales sont utilisés pour la production d'éthanol à base d'amidon par fermentation, tandis que les oléagineux sont transformés et raffinés pour la production de combustibles à base de pétrole. La biomasse résiduelle lignocellulosique de ces cultures, principalement la canne de maïs ou la paille de blé, peut être utilisée après un traitement supplémentaire pour la production d'éthanol par fermentation[5].

[5] D'autres voies, tant biochimiques que thermochimiques, sont également possibles, mais principalement à l'échelle de recherches ou de pilotes.

**Tableau 17. Résumé des filières de combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser (les matières premières marquées d'un astérisque ne sont pas modélisées en détail ici).**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| Bioéthanol | Maïs-grain<br>Blé<br>Orge<br>*Pois** | Extraction d'amidon<br>Liquéfaction et saccharification<br>Fermentation<br>Récupération de l'éthanol | Transport |
| Biodiesel | Canola<br>Soja<br>Caméline | Extraction d'huile<br>Transestérification<br>Raffinage | Transport<br>(chauffage) |
| Éthanol lignocellulosique | Canne de maïs<br>Paille de blé | Prétraitement<br>Saccharification<br>Fermentation<br>Récupération de l'éthanol | Transport |

Des données provinciales détaillées et anonymisées de l'ICV pour le bioéthanol à base de céréales et le biodiesel à base de matières premières mixtes canadiennes ont été compilées par RNCan dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocombustibles de RNCan, qui s'est déroulé entre 2008 et 2017 (Ressources naturelles Canada, 2019). Les données sont regroupées à partir des informations fournies dans les rapports complémentaires sur la performance environnementale (Complementary Environmental Performance Reports ou CEPR). Bien que les données rapportées aient fortement diminué à partir de 2016, les données des CEPR donnent toujours une image précieuse de la production moyenne de l'industrie. Ces données ont été utilisées pour développer les filières moyennes de bioéthanol et de biodiesel au Canada. En outre, des modèles génériques ont été mis au point.

### 5.1.1 Combustibles à base d'amidon

*Production et utilisation des cultures*

L'agriculture canadienne produit une variété de céréales qui, parmi leurs autres utilisations, servent de matières premières de combustibles à faible intensité en carbone. L'amidon qu'elles contiennent est hydrolysé en sucre (glucose) et de là, par fermentation, en bioéthanol. La conversion des céréales en éthanol dans des installations industrielles (également appelées distilleries) permet également de produire des aliments et des suppléments pour le bétail et, parfois, d'autres coproduits.

L'industrie canadienne du bioéthanol est un secteur en expansion de l'économie, qui produit de l'éthanol-carburant pour utilisation domestique (ministère américain de l'Agriculture, 2018; Office national de l'énergie du Canada, 2016). À la fin de 2018, il y avait 15 usines de bioéthanol classique en activité au Canada, dont 13 reposent sur des cultures[6]. Le Tableau 18 présente un résumé de la capacité fournie par les usines actuellement en activité.

[6] Les autres reposent sur des déchets, couverts ailleurs.

La production canadienne de bioéthanol est dominée par l'Ontario, qui produit plus de 60 % du bioéthanol annuel du Canada, à partir de maïs, et par la Saskatchewan, principalement à partir de blé, qui en produit environ 18 %. Les 22 % restants proviennent de l'Alberta, du Manitoba et du Québec, qui fournissent chacune de 3 à 10 % de la production annuelle (Ethanol Producer Magazine, 2019).

**Tableau 18. Capacités des usines de bioéthanol à base de cultures en activité au Canada en septembre 2018, par emplacement, matière première, capacité annuelle en millions de litres et coproduits (Ethanol Producer Magazine, 2019).**

| Emplacement de l'usine | Province | Matière première | Capacité d'éthanol (millions L/an) | Coproduits |
|---|---|---|---|---|
| Red Deer | Alb. | Autres céréales (principalement du blé, un peu d'orge ou de maïs) | 45 | Farine de blé, gluten, $CO_2$, aliments destinés à la consommation animale |
| Minnedosa | Man. | Maïs | 129 | Drêches de distillerie avec solubles (généralement utilisées pour les aliments pour animaux ou les additifs alimentaires, souvent appelées DDS) |
| Chatham | Ont. | Maïs | 200* | Alcools industriels, huile de maïs, aliments pour le bétail |
| Johnston | Ont. | Maïs | 261 | Huile de maïs, $CO_2$, aliments destinés à la consommation animale |
| Tiverton | Ont. | Maïs | 32* | Alcools industriels, aliments destinés à la consommation animale |
| Aylmer | Ont. | Maïs | 380 | Aliments destinés à la consommation animale |
| Havelock | Ont. | Maïs | 80 | Aliments destinés à la consommation animale |
| Sarnia | Ont. | Maïs | 400 | Aliments destinés à la consommation animale |
| Varennes | Qc | Maïs | 174 | Huile de maïs, aliments destinés à la consommation animale |
| Lloydminster | Sask. | Céréales (principalement du blé) | 129 | Aliments destinés à la consommation animale |
| Unity | Sask. | Céréales (principalement du blé, un peu d'orge) | 25 | Éthanol industriel, aliments destinés à la consommation animale |
| Lanigan | Sask. | Céréales (principalement du blé, un peu d'orge ou de maïs) | 14 | Aliments destinés à la consommation animale |
| Belle Plaine | Sask. | Céréales (principalement du blé) | 151 | Aliments destinés à la consommation animale |

* alcools totaux

Les producteurs canadiens de bioéthanol utilisent plusieurs cultures céréalières pour produire de l'éthanol. Le Tableau 19 indique les volumes de cultures produites et utilisées à l'échelle nationale (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018) ainsi que la part de la capacité de production d'éthanol fournie par chacune.

**Tableau 19 : Matières premières de cultures céréalières utilisées en 2016 (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018)**

| Culture | Superficie ensemencée (millier d'ha) | Production (tm) | Utilisation de biocombustible (tm) | Part de la production déclarée dans les CEPR de 2012 à 2016, Est du Canada* | Part de la production déclarée dans les CEPR de 2012 à 2016, Ouest du Canada* | Part de la production nationale déclarée dans les CEPR de 2012 à 2016 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Maïs-grain | 1 345 | 13 193 | 3 250 | 100 % | 4 % | 97 % |
| Blé | 9 420 | 31 729 | 950 | | 96 % | 3 % |
| Orge | 2 586 | 8 784 | - | - | - | - |
| Pois secs | 1 715 | 4 836 | - | - | - | - |

* moyenne sur la période de 2012 à 2016, à partir des données des CEPR (Ressources naturelles Canada, 2019)

Le Tableau 20 indique la production régionale et nationale d'éthanol pour la période de 2012 à 2016 (Ressources naturelles Canada, 2019). Les principales matières premières du bioéthanol ont été le maïs et le blé (respectivement 97 % et 3 % pour la période de 2012 à 2016, selon les données fournies par les producteurs dans le cadre du programme ecoEBE (Ressources naturelles Canada, 2019), comme le montre le Tableau 20. L'orge et d'autres amidons ont fourni de petites quantités d'éthanol. (La canne de maïs et la paille de blé sont toutes deux utilisées et explorées pour l'éthanol lignocellulosique, tout comme d'autres résidus agricoles; cette filière de combustible est décrite dans la section 6).

**Tableau 20 : Production de bioéthanol à partir de cultures, 2012-2016, en ML (Ressources naturelles Canada, 2019) d'après les données des CEPR (ecoEBE).**

| Million L | 2012-2013 | 2013-2014 | 2014-2015 | *2015-2016* |
|---|---|---|---|---|
| Total | 1 695 | 1 703 | 1 718 | *569* |
| Ouest du Canada | 485 | 489 | 489 | *20* |
| Est du Canada | 1 210 | 1 214 | 1 229 | *549* |
| Part Ouest (%) | 29 % | 29 % | 28 % | *4 %* |
| Part Est (%) | 71 % | 71 % | 72 % | *96 %* |
| Part maïs (%) | 81 % | 81 % | 80 % | *97 %* |
| Part blé (%) | 19 % | 19 % | 20 % | *3 %* |

Bien que les changements des incitatifs à la production entraînent une chute brute de la participation à partir de la mi-2015, les données des CEPR donnent toujours une image précieuse de la production moyenne.

### *Conversion au bioéthanol*

Il existe deux types de procédés de conversion pour la production de bioéthanol à partir de céréales, la mouture humide et la mouture à sec. La mouture à sec est dominante pour la production de bioéthanol (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018), bien qu'environ 10 % de la production se fasse par mouture humide. Les deux procédés

diffèrent principalement par le traitement initial des céréales pour l'extraction de l'amidon et par l'utilisation totale d'eau. Les deux procédés sont fortement intégrés dans la production commerciale. Le procédé de conversion des céréales en éthanol varie peu selon le type de céréales.

La première partie de la production de bioéthanol à partir du grain libère l'amidon. Dans la mouture à sec, le grain est moulu, écrasé et cuit pour libérer l'amidon. Dans la mouture humide, le grain est fractionné par trempage, ce qui donne des germes, du gluten et des fibres ainsi que de l'amidon. L'amidon produit est soumis à une hydrolyse enzymatique pour libérer du glucose, un sucre à six carbones, qui sera fermenté par de la levure industrielle. Le procédé de fermentation donne un bouillon riche en éthanol et en protéines, appelé parfois vin ou bière. Il libère également du $CO_2$ lorsque le glucose est transformé en éthanol. Après la fermentation, l'éthanol est récupéré du bouillon et séché, d'abord en subissant une distillation, puis en séchant sur des tamis moléculaires pour éliminer l'eau restante de la solution azéotropique, et enfin, pour l'éthanol-carburant, un dénaturant, souvent une petite fraction d'essence, est ajouté, le rendant impropre à la consommation humaine. Le résidu de distillation après la distillation subit un traitement supplémentaire pour éliminer l'eau réutilisée dans le procédé et produire des drêches de distillerie humides et/ou sèches et des solubles, largement utilisés dans l'alimentation du bétail.

Comme mentionné précédemment, un procédé de conversion hautement intégré, qu'il s'agisse de mouture humide ou à sec, donne d'importants coproduits – des aliments et des compléments alimentaires essentiels pour le bétail et, dans certains cas, d'autres alcools et de l'huile de maïs. Certaines installations capturent également le $CO_2$ résultant de la fermentation et le compriment pour l'utiliser dans des boissons et sur d'autres marchés. Le Tableau 18 présente les coproduits déclarés par chaque producteur.

Les limites du système et le déroulement du procédé de production du bioéthanol classique à partir de céréales sont résumés dans la Figure 4. Cela comprend le blé, le maïs et un peu d'orge, le seigle ou des céréales à faible contribution (les céréales autres que le blé, le maïs et l'orge ne sont pas incluses dans les inventaires).

### *Combustion de l'éthanol-carburant*

Les combustibles liquides à faible intensité en carbone et à base de cultures sont utilisés en très grande majorité dans le secteur des transports, soit purs (non mélangés), soit mélangés à leurs analogues fossiles. Les émissions dues à la combustion de l'éthanol dépendent de l'efficacité et du type de véhicule. Comme il n'est pas possible de saisir toute la gamme des scénarios de combustion possibles pour le parc des véhicules, dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, la combustion du bioéthanol classique à base de cultures sera modélisée de manière stoechiométrique et harmonisée avec le rapport RIN canadien. Un véhicule représentatif est utilisé ici pour chaque combustible (section 5.3.5). Cependant, comme les émissions de carbone provenant de la combustion du bioéthanol classique issu de cultures sont entièrement biogènes, elles ne sont pas incluses dans l'intensité carbone pour la filière du bioéthanol classique issu de cultures.

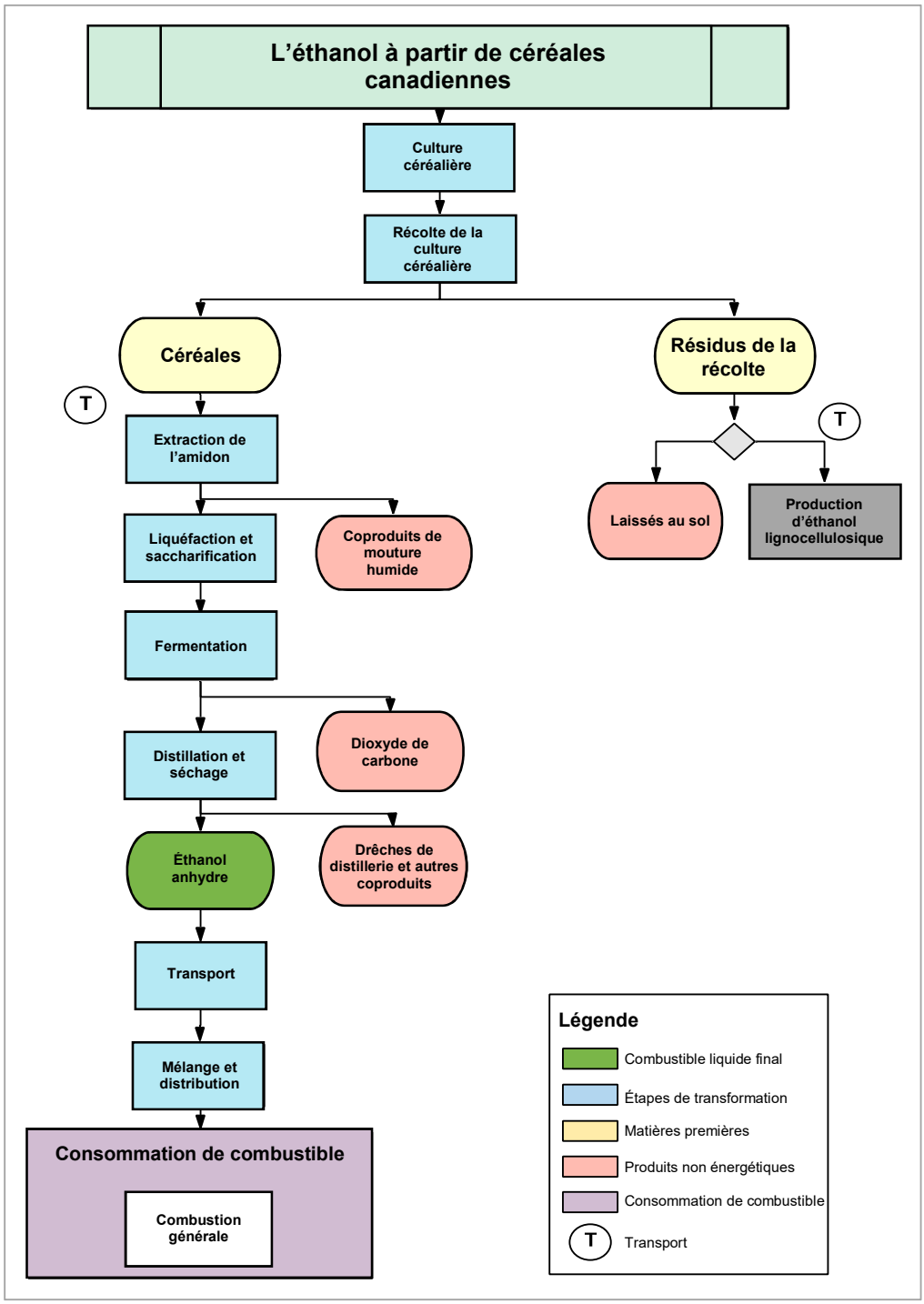



**Figure 4. Limites du système et activités du cycle de vie du bioéthanol dérivé des matières premières de cultures céréalières, de la culture à la combustion.**

### 5.1.2 Combustibles à base d'oléagineux

*Production et utilisation des cultures*

L'agriculture canadienne produit une variété d'oléagineux qui, entre autres, servent de matières premières pour les combustibles à faible intensité en carbone. L'huile qu'ils

contiennent est extraite puis chimiquement convertie en biodiesel. La conversion des oléagineux, ou de l'huile d'oléagineux en biodiesel dans les installations industrielles (également appelées moulins ou raffineries), produit également des tourteaux protéiques et parfois d'autres coproduits.

À la fin de 2017, il y avait 10 usines de biodiesel en activité au Canada, dont quatre reposent sur des cultures[7]. Ensemble, ces installations basées sur des cultures représentaient 78 % de la capacité à ce moment-là (Biodiesel Magazine, 2019). Au cours des dernières années, plus de 70 % du biodiesel produit au Canada provenait d'huiles comestibles (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018). Le Tableau 21 présente un résumé des usines actuellement en activité.

**Tableau 21. Usines de production de biodiesel à partir de cultures en activité au Canada en décembre 2017, indiquées par emplacement, matière première et capacité annuelle en millions de litres (Biodiesel Magazine, 2019).**

| Emplacement de l'usine | Province | Matière première | Capacité de biodiesel (millions L/an) |
|---|---|---|---|
| Lloydminster | Alb. | Canola | 265 |
| Dain City | Ont. | Huile de canola / huile de soja | 170 |
| Foam Lake | Sask. | Huile de canola de qualité non alimentaire | 14 |
| Lethbridge | Alb. | Oléagineux et graisses animales | 71 |

La production canadienne de biodiesel à base de cultures est dominée par l'Alberta, qui a produit environ 54 % du biodiesel à base de cultures, à partir de graines ou d'huile de canola, suivie par l'Ontario, avec un mélange de canola et de soja, avec environ 33 %, et par l'Alberta, qui fournit 14 % supplémentaires à partir d'une combinaison d'oléagineux et de graisses animales (Biodiesel Magazine, 2019).

Les producteurs canadiens de biodiesel utilisent deux cultures principales pour produire du biodiesel : le canola et le soja. Le Tableau 22 indique les volumes de cultures produites et utilisées à l'échelle nationale (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018), ainsi que la part de la production de biodiesel fournie par chacune. Le Tableau 23 indique la production nationale et régionale de biodiesel pour la période de 2012 à 2016 (Ressources naturelles Canada, 2019).

[7] Les autres sont à base de graisses animales et d'huiles de cuisson usées; ces procédés sont traités ailleurs dans le document (section 7).

**Tableau 22 : Matières premières de cultures oléagineuses et part de la matière première du biodiesel représentée par chacune pour 2016 (Littlejohns, Rehmann, Murdy, Oo et Neill, 2018).**

| Culture | Superficie ensemencée (millier d'ha) | Production (tm) | Utilisation de biocombustible (tm) | Part de la production, Ouest du Canada* | Part de la production, Est du Canada* | Part de la production nationale* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Canola | 8 236 | 19 600 | 550 | 100 % | 31 % | 81 % |
| Soja | 2 212 | 6 463 | 333 | 3 % | 33 % | 10 % |
| Huile de maïs | | | | | 37 % | 9 % |

* moyenne sur la période de 2011 à 2015, à partir des données des CEPR (Ressources naturelles Canada, 2019)

**Tableau 23 : Production de biodiesel à partir de cultures au Canada, 2011 à 2017, en mégalitres (Ressources naturelles Canada, 2019).**

| | 2011-2012 | 2012-2013 | 2013-2014 | 2014-2015 | *2015-2016* | *2016-2017* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Total | 121 | 101 | 126 | 124 | *18* | *12* |
| Biodiesel de l'Est | 111 | 92 | 118 | 110 | *2* | *1* |
| Biodiesel de l'Ouest | 9 | 8 | 9 | 14 | *16* | *10* |
| Part de l'Est (%) | 92 % | 92 % | 93 % | 88 % | *13 %* | *12 %* |
| Part de l'Ouest (%) | 8 % | 8 % | 7 % | 12 % | *87 %* | *88 %* |
| Part de l'huile de canola (%) | 83 % | 100 % | 93 % | 91 % | *13 %* | *12 %* |
| Part de l'huile de soja (%) | 10 % | 0 % | 5 % | 6 % | *0 %* | *0 %* |
| Part de l'huile de caméline (%) | 0 % | 0 % | 0 % | 0 % | *0 %* | *0 %* |
| Part d'autres cultures (huile de maïs ou graines de canola) (%) | 7 % | 0 % | 1 % | 4 % | *0 %* | *0 %* |

La baisse marquée du volume de production et des valeurs des matières premières dans le Tableau 23 pour les périodes 2015-2016 et 2016-2017 reflète un changement dans le nombre d'installations qui déclarent des données des CEPR, et non une modification de la production réelle.

### *Conversion en biodiesel*

Les oléagineux sont convertis en biodiesel principalement par l'extraction et la transestérification de l'huile. Comme mentionné précédemment, le(s) procédé(s) de mouture et de conversion donne(nt) d'importants coproduits – principalement une farine riche en protéines et du glycérol. Les limites du système et le déroulement du procédé pour la production de biodiesel à partir de cultures d'oléagineux sont résumés dans la Figure 5. Cela comprend le canola, le soja et d'autres oléagineux.

### *Combustion du biodiesel*

Les combustibles liquides à faible intensité en carbone et à base de cultures sont utilisés en très grande majorité dans le secteur des transports, soit purs (non mélangés), soit mélangés avec leurs analogues fossiles. Les mélanges de biodiesel sont aussi parfois utilisés dans des générateurs et des chaudières. Les émissions

provenant de la combustion du biodiesel dépendent de l'efficacité et du type de véhicule ou de moteur, ainsi que du niveau du mélange. Comme il n'est pas possible de saisir toute la gamme des scénarios de combustion possibles pour le parc des véhicules, dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, la combustion du biodiesel à base de cultures sera modélisée de manière stoechiométrique et harmonisée avec le rapport RIN canadien. Un véhicule représentatif est utilisé ici pour chaque combustible (section 5.3.5). Toutefois, si la majeure partie des émissions de carbone provenant de la combustion du biodiesel issu de cultures sont biogènes et ne sont donc pas incluses dans l'intensité en carbone par défaut de la filière du biodiesel issu de cultures, les émissions de carbone attribuables au méthanol fossile utilisé dans le procédé de transestérification y contribueront. Ces émissions ont été calculées de manière stoechiométrique.

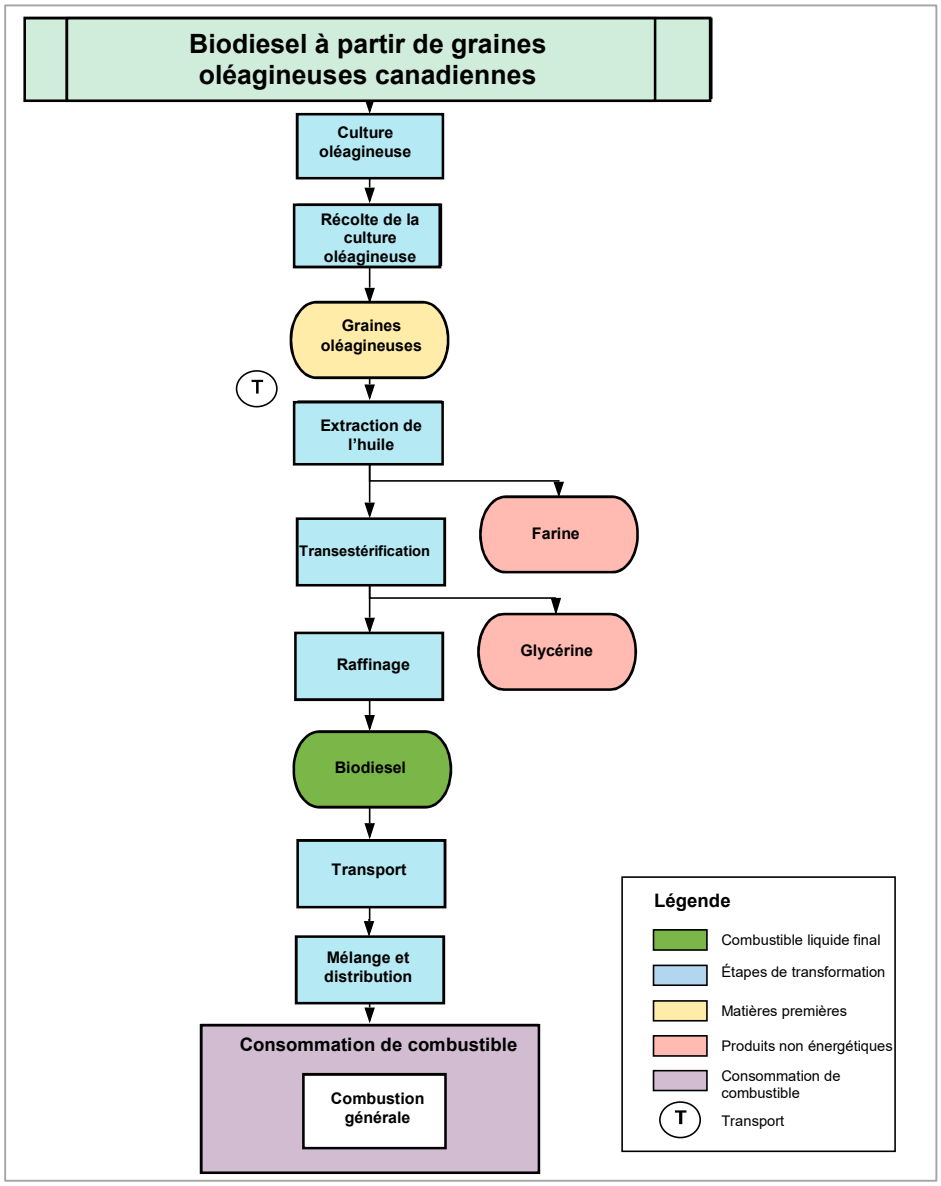



**Figure 5. Limites du système et activités du cycle de vie du biodiesel dérivé des matières premières de cultures oléagineuses, de la culture à la combustion.**

## 5.2 Approche de modélisation pour les combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

### 5.2.1 Développement de modules de processus unitaires

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consiste à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans le cas des combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, cette approche est particulièrement pertinente, car il existe une variété de matières premières végétales qui peuvent être utilisées dans tout procédé de conversion en combustibles du type correspondant (c'est-à-dire des céréales en éthanol par saccharification et fermentation de l'amidon ou des oléagineux extraits en biodiesel par transestérification de l'huile extraite), et toutes ces matières premières sont fondées sur un ensemble de matières premières de base qui sont produites dans l'industrie agricole canadienne, et un ensemble de procédés de conversion associés au type de conversion.

Les principaux modules des combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures sont résumés, du point de vue de la modélisation, dans la Figure 6. Ils comprennent les activités de production de matières premières végétales, le transport vers la transformation, la conversion en combustible à base d'amidon ou d'huile, le transport, le mélange et/ou le stockage, la distribution, ainsi que la combustion. Une fois ces modules en place, reflétant les variations régionales lorsque cela est possible (*p. ex.* les différences de rendement des cultures, les intrants agrochimiques, la consommation de combustible, les différences dans les réseaux d'électricité, *etc.*), les utilisateurs de l'outil de modernisation de l'ACV des combustibles qui souhaitent mettre en place un procédé de biocombustible à partir de cultures peuvent sélectionner la ou les matières premières appropriées parmi les éléments de base disponibles et les intégrer dans leur filière de production de combustible en particulier. Ils peuvent également copier et modifier ces modules avec leurs propres données plus récentes ou spécifiques au procédé.

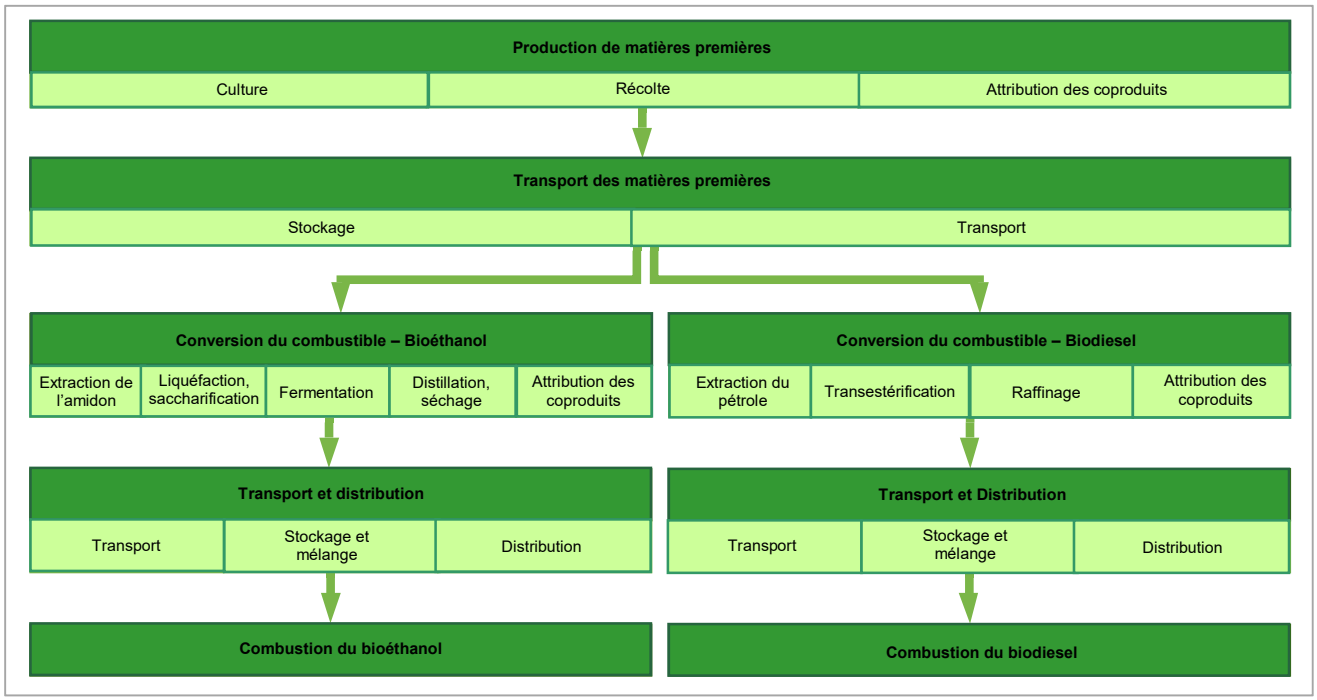



**Figure 6 : Modules des filières de biocombustibles classiques à base de cultures.**

### 5.2.2 Variante régionale

Les principales variations régionales pour les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures proviennent davantage de la production de la matière première que de la technologie de conversion. Elles influeront sur l'intensité en carbone, car elles reflètent les différences dans les pratiques de gestion des cultures qui sont liées au microclimat local. Il s'agit notamment du rendement des cultures, de l'utilisation de produits agrochimiques, de l'utilisation de l'eau et de certaines pratiques de récolte, y compris les variations très localisées dans la collecte des résidus de récolte. Cette dernière variation a une incidence sur les combustibles lignocellulosiques dérivés des résidus de récolte. D'autres variations régionales peuvent résulter de systèmes énergétiques d'arrière-plan, comme les variations des réseaux d'électricité fournissant de l'énergie aux procédés de conversion en combustibles. L'approvisionnement en matières premières régionales/provinciales pourrait également avoir une influence sur les distances et les modes de transport pour la livraison des matières premières et du combustible final.

Ces différences se reflètent dans la modélisation autant que possible dans les limites des données disponibles. À titre d'exemple, les données sur la gestion des cultures et la récolte sont disponibles à l'échelle provinciale, mais elles peuvent varier pour un producteur individuel. Ainsi, les utilisateurs de l'outil devront choisir un processus unitaire de la région la plus appropriée ou choisir le processus unitaire pour la gestion et la récolte moyennes canadiennes ou devront modéliser des données de récolte plus précises dans cette version de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans de tels cas, l'utilisateur de l'outil pourrait alors modifier une copie d'un processus

unitaire existant ou développer son propre procédé à partir de zéro pour refléter son cas sur la base des données dont il dispose[8].

En ce qui concerne les systèmes énergétiques d'arrière-plan, les intensités en carbone du réseau d'électricité sont disponibles à l'échelle provinciale sur la base des travaux réalisés à l'étape clé 2, tout comme certains combustibles (p. ex. le diesel), et ils ont été intégrés dans les processus unitaires disponibles pour la modélisation des combustibles liquides à faible intensité en carbone issus des cultures. Par exemple, la modélisation de la production de bioéthanol à base de maïs en Ontario pourrait inclure l'utilisation de l'électricité de l'Ontario pour alimenter le procédé de manutention et de conversion des céréales.

### 5.2.3 Attribution aux coproduits

La nécessité d'aborder la question de l'attribution aux coproduits est un problème majeur pour les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, car tous les procédés de production de combustibles classiques donnent lieu à de multiples produits commercialisables. En outre, les résidus agricoles des cultures de céréales et d'oléagineux utilisés pour les biocombustibles classiques peuvent être un coproduit du système de production végétale ou être considérés comme des déchets. La conversion des cultures céréalières et oléagineuses en combustibles fournit des coproduits substantiels issus de procédés primaires, notamment des aliments pour le bétail et d'autres marchandises. L'intensité en carbone en amont de leur production dans le cadre du procédé de production de combustible doit être répartie entre le produit primaire et les coproduits. À l'avenir, à mesure que les combustibles non classiques gagneront des parts de marché, les résidus agricoles, tels que les cannes de maïs provenant de la culture du maïs, devront être considérés comme des coproduits des procédés primaires et l'intensité en carbone en amont de leur production devra être répartie entre le produit primaire et les coproduits, ce qui influencera l'intensité en carbone à la fois de la culture primaire et du résidu utilisé.

Comme il est indiqué précédemment (section 2.8), le choix de la méthode d'attribution doit être bien documenté et transparent, et comporter une justification claire et une analyse de sensibilité pour montrer l'influence sur les résultats de l'étude. Différentes décisions d'attribution ont une incidence significative sur les résultats finaux (Wang, Huo et Arora, 2011), et il a été démontré qu'elles influencent la capacité d'un combustible à atteindre une cible de réduction des gaz à effet de serre (Kaufman, Meier, Sinistore et Reinemann, 2010).

Aux étapes clés 1 et 2, il a été établi, à la suite de discussions avec ECCC, que l'intensité carbone en amont serait attribuée aux coproduits en fonction de leur contenu énergétique. L'étape clé 3 a permis de poursuivre ce processus. De manière plus générale, en utilisant l'approche des modules de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, la possibilité de choisir différentes approches d'attribution sera intégrée dans l'outil. Par exemple, l'attribution des impacts en amont aux coproduits d'huile et de

[8] De la même manière, des procédés à plus haute résolution, comme à l'échelle des unités de rapprochement, peuvent être facilement ajoutés par les utilisateurs et les administrateurs, simplement en modifiant une copie d'un procédé provincial existant et en mettant à jour les valeurs en fonction de celles qu'ils ont recueillies dans leurs recherches ou leurs rapports.

protéines extraites des oléagineux est souvent faite en masse dans la documentation et d'autres outils établis (Wang, Huo et Arora, 2011), et elle peut être déterminée comme étant une façon plus appropriée d'attribuer des matières premières de combustibles à faible intensité en carbone issus des cultures. L'attribution en masse ou en énergie est conforme aux lignes directrices de la norme ISO 1404, car les deux modes d'attribution reposent sur une relation physique entre les intrants et les extrants du système. Dans d'autres cas, il peut être judicieux de recourir à une substitution plutôt qu'à une attribution.

### 5.2.4 Carbone biogène et changement d'utilisation des terres

Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogène, comme le montre le Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018), les émissions de carbone biogène provenant de la combustion de combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures ne sont pas incluses dans les calculs de l'intensité en carbone. Les émissions de carbone biogène seront calculées et communiquées séparément des valeurs d'intensité en carbone par défaut.

Les émissions de carbone associées à un changement direct d'utilisation des terres seront incluses dans les cas où la production de matières premières nécessite la conversion de terres d'une utilisation existante à une production de bioénergie. Dans le cas des combustibles à faible intensité en carbone issus de cultures, cela se produirait en procédant à la conversion de nouvelles terres agricoles et, éventuellement, lors de l'utilisation de terres précédemment en jachère. La méthode permettant d'inclure le changement direct de l'utilisation des terres nécessitera des discussions supplémentaires et continues avec ECCC. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sur la production moyenne canadienne pour ces cultures sont présentés dans le Tableau 35.

La qualité des données et l'incertitude concernant la production végétale, l'occupation et la transformation des terres sont à la fois importantes et très incertaines. Les changements indirects d'utilisation des terres sont exclus des calculs de l'intensité en carbone.

## 5.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus des cultures

### 5.3.1 Production des matières premières – Systèmes de culture agricole

La production des matières premières pour les cultures incluses dans les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures a été modélisée en utilisant les émissions de GES des cultures canadiennes. Cela est décrit dans la section 4. Systèmes agricoles pour les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus des cultures. Les cultures pertinentes couvertes par l'ICV agricole du CALDC sont résumées dans le Tableau 24. Les valeurs de l'IC pour ces cultures figurent dans le Tableau 9 et le Tableau 10, à la section 4.7.

**Tableau 24. Cultures incluses ou à inclure (en italique) dans la bibliothèque de l'ICV agricole du CALDC.**

| Céréales | Oléagineux |
|---|---|
| Maïs<br>Blé<br>Orge | Canola<br>Soja<br>Caméline |

### 5.3.2 Stockage et transport

Le transport des céréales et des oléagineux récoltés du champ au silo et aux sites de stockage est inclus dans la bibliothèque du CALDC. Le transport des céréales ou des oléagineux vers les distilleries et les moulins est modélisé en estimant la distance moyenne de transport sur la base des lieux de production des cultures et en utilisant des processus unitaires pour le transport par camion et par chemin de fer développées à l'étape clé 2. Les valeurs utilisées sont indiquées dans le Tableau 25. L'annexe B donne des détails supplémentaires.

**Tableau 25. Modes et distances de transport pour les matières premières de biocombustibles classiques à base de cultures.**

| Étape du cycle de vie | Biocombustible /matières premières | Distance moyenne | Mode principal |
|---|---|---|---|
| Transport des matières premières | Matières premières agricoles (grains, graines) | 100 km | Camion |

### 5.3.3 Production de combustibles

Des données provinciales détaillées et anonymisées de l'ICV pour le bioéthanol à base de céréales et le biodiesel à partir d'oléagineux canadiens ont été compilées par RNCan dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan, qui s'est déroulé entre 2008 et 2017 (Ressources naturelles Canada, 2019). Les données sont regroupées à partir des informations fournies dans les rapports complémentaires sur la performance environnementale (Complementary Environmental Performance Reports ou CEPR). Les tableaux de données sont joints à l'annexe D (bioéthanol) et à l'annexe E (biodiesel). Pour ces modèles, les données des CEPR ont été corrigées, le cas échéant, pour tenir compte des incohérences entre les unités dans la déclaration des intrants matériels[9]. Les données des CEPR ont été utilisées pour développer les filières moyennes du bioéthanol et du biodiesel au Canada. En outre, des modèles de filières ont été mis au point pour les voies communes.

Les intrants inférieurs à une coupure (de masse) de 0,1 % sont exclus, sauf pour les enzymes et les levures. L'analyse des données des CEPR ne montre aucun changement généralisé sur la période 2009/10-2015, de sorte que les données déclarées sont calculées en moyenne sur la période (en omettant la mi-2015, car les taux de réponse des producteurs diminuent considérablement avec les incitatifs à la production) et les usines pour développer la partie transformation de la filière. Certaines usines de bioéthanol produisent un excédent d'électricité, mais l'électricité nette achetée au réseau est toujours positive. Par souci de transparence, si un coproduit

[9] Dans plusieurs cas, la valeur déclarée par un producteur pour un intrant pendant une année était donnée en kilogrammes plutôt qu'en tonnes, comme le montre un écart d'environ trois ordres de grandeur par rapport aux autres valeurs.

d'électricité est exporté vers le réseau, il est inclus en tant que flux négatif (c'est-à-dire qu'il est utilisé pour déplacer une quantité équivalente de l'électricité achetée sur le réseau).

**Tableau 26. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de bioéthanol à partir de céréales pour les usines canadiennes, d'après les données moyennes (2012 à 2016) des producteurs (CEPR).**

| Production de bioéthanol | Moyenne canadienne | Moulins à mouture sèche | Moulins à mouture humide | Maïs de mouture sèche | Blé de mouture humide |
|---|---|---|---|---|---|
| Sources d'amidon | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Maïs | Blé |
| Région dominante | Ouest/Alb., Man., Sask. | Ouest/Alb., Man., Sask. | Ouest/Alb., Man., Sask. | Ouest/Ont. | Ouest/Sask. |
| *Matière première* | | | | | |
| Maïs (kg) | 0,0823 | 0,0925 | 0,0055 | 0,1026 | - |
| Blé (kg) | 0,0218 | 0,0116 | 0,0987 | - | 0,1139 |
| Orge (kg) | 0,0008 | - | 0,0067 | - | - |
| *Intrants de matières et d'énergie* | | | | | |
| Gaz naturel (MJ) | 0,4039 | 0,3683 | 0,6716 | 0,3590 | 0,6967 |
| Électricité du réseau (kWh) | 0,00931 | 0,00870 | 0,0139 | 0,0074 | 0,0193 |
| Mazout léger (MJ) | 0,00058 | 0,00065 | - | 0,00081 | - |
| Mazout lourd (mazout C) (MJ) | 0,00161 | 0,00183 | - | 0,00226 | - |
| Alpha-amylase (kg) | 0,00051 | 2,81E-05 | 0,00048 | 2,42E-05 | 0,00069 |
| Glucoamylase (kg) | 0,00119 | 5,27E-05 | 0,00078 | 5,28E-05 | 0,00085 |
| Levure (kg) | 5,90E-06 | 4,13E-06 | 1,94E-05 | 3,89E-06 | 1,24E-05 |
| Ammoniac (kg) | 8,43E-05 | 9,55E-05 | - | 0,00012 | - |
| Soude caustique (kg) | 0,00025 | 0,00022 | 0,00046 | 0,00016 | 0,00038 |
| Urée (kg) | 0,00021 | 0,00021 | 0,00016 | 0,00019 | 0,00020 |
| Acide sulfurique (kg) | 0,07556 | 0,08485 | 0,00639 | 0,10011 | 0,02923 |
| Émissions de $CO_2$ dues à la fermentation non captées (kg) | 0,0134 | 0,0151 | - | 0,01304 | - |
| Émissions de $CO_2$ dues à la fermentation captées (kg) | 0,0043 | 0,0048 | - | 0,00443 | - |
| *Extrants*** | | | | | |
| Bioéthanol (MJ) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Électricité vers le réseau (kWh) | -3,45E-05 | -3,89E-05 | - | -4,85E-05 | - |
| Aliments combinés pour animaux, base sèche (MJ) | 0,667 | 0,640 | 0,868 | 0,636 | 0,560 |
| Drêches de distillerie (MJ) | 0,1018 | 0,1018 | 0,1018 | 0,0403 | - |
| Drêches humides de distillerie (MJ) | 0,1087 | 0,1087 | 0,1087 | 0,0577 | - |
| DDS (MJ) | 0,3328 | 0,3328 | 0,3328 | 0,3440 | 0,7307 |
| DHDS (MJ) | 0,2297 | 0,2297 | 0,2297 | 0,5120 | - |
| Huile de maïs (MJ) | 0,0050 | 0,0056 | - | 0,0070 | - |

** La filière est celle de l'éthanol-carburant non dénaturé, l'essence n'est donc pas incluse dans l'inventaire.*
***Remarque : lorsque les valeurs des coproduits n'ont pas été fournies en MJ, les contenus énergétiques utilisés sont ceux de* (Heuzé V., 2017; CP INRA-CIRAD-AFZ, s.d.). *Un tableau récapitulatif se trouve au Tableau 114 de l'annexe A2.*

**Tableau 27. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour l'extraction de bio-huiles à partir d'oléagineux dans une usine canadienne moyenne d'après la documentation (Chen, et coll., 2018) (Shonnard, Williams et Kalnes) (Miller et Kumar, 2013) (Li et Mupondwa, 2014)**

| Production de biodiesel | Huile de soja Quantité (par kg d'huile) | Huile de canola Quantité (par kg d'huile) | Huile de caméline Quantité (par kg d'huile) |
|---|---|---|---|
| *Intrants* | | | |
| Graine oléagineuse (kg de matière sèche) | 4,6 | 2,2 | 2,9 |
| Gaz naturel (MJ) | 4,1 | 2,43 | 1,812 |
| Électricité (kWh) | 0,194 | 0,114 | 0,0304 |
| Mazout léger (MJ) | 0,03 | 0 | 0 |
| Mazout lourd (MJ) | 0 | 0 | 0 |
| Hexane (kg) | 0,0012 | 0,023 | 0,024 |
| *Extrants* | | | |
| Biopétrole | 1 | 1 | 1 |
| Farine/tourteau protéique, masse sèche | 3,5 | 1,11 | 1,71 |
| *Contenu énergétique des extrants (PCS)** | | | |
| Biopétrole, MJ/kg | 39,3 | 39,3 | 1 |
| Farine/tourteau protéique, MJ/kg | 19,7 | 19,4 | 22,1 |

***Remarque : Les valeurs des bio-huiles et des coproduits lorsqu'elles ne sont pas fournies en MJ, utilisent le contenu énergétique de* (Heuzé V., 2017; CP INRA-CIRAD-AFZ, s.d.). *Un tableau récapitulatif se trouve au Tableau 114 de l'annexe A2.*

**Tableau 28. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de bio-huiles dans une usine canadienne, d'après les données provenant des producteurs (CEPR) et de la documentation (Chen, et coll., 2018).**

| Production de biodiesel | Données des producteurs (par MJ de biodiesel) | Huile végétale générique (documentation) (par MJ de biodiesel) |
|---|---|---|
| *Intrants* | | |
| Huile d'oléagineux | 0,272 | 0,0248 |
| Gaz naturel (MJ) | 0,0912 | 0,0294 |
| Électricité (kWh) | 0,00306 | 0,00102 |
| Résidus de distillation du biodiesel (MJ) | 0,0262 | 1,24E-05 |
| Mazout léger (MJ) | 0,000346 | |
| Graisse recyclée (MJ) | 0,00108 | |
| Méthanol (kg) | 0,00272 | 0,00269 |
| Acide sulfurique (kg) | 0,000326 | 2,49E-06 |
| Acide chlorhydrique (kg) | 0 | 6,22E-05 |
| Méthylsulfate de sodium | 0,000378 | 0,000122 |
| Hydroxyde de sodium (kg) | 1,21E-05 | 9,96E-06 |
| Hydroxyde de potassium (kg) | 0,000441 | 0 |
| Azote gazeux (kg) | 0 | 5,47E-05 |
| Acide phosphorique (kg) | 0 | 9,96E-06 |
| *Extrants* | | |
| Glycérol (kg) | 0,0042 | 0,00226 |
| Résidus de distillation du biodiesel (kg) | 0,00096 | 7,47E-05 |
| Acides gras (kg) | 0 | 0,000107 |

** Remarque : Le contenu énergétique des coproduits comprend (Chen, et coll., 2018) : du glycérol à 18,56 MJ/kg; des résidus de distillation du biodiesel à 39,47 MJ/kg; et des acides gras à 39,47 MJ/kg. Le contenu énergétique du biodiesel est de 29,67 MJ/kg.*

Dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, une analyse d'incertitude sera utilisée pour saisir l'influence de la fourchette de consommation d'énergie et de matières, évidente dans les rapports complémentaires sur les performances environnementales (CEPR), sur l'intensité en carbone par défaut.

Les données à l'échelle des installations et les données agrégées fournies pour les producteurs canadiens de bioéthanol (Ressources naturelles Canada, 2019) ne font pas de distinction entre la mouture humide et la mouture à sec. Toutefois, les intrants et les coproduits du processus unitaire accessibles dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles seront facilement adaptables par l'utilisateur pour tenir compte de l'un ou l'autre (ou d'autres variations).

L'intensité carbone de l'électricité, des combustibles et du gaz naturel a été obtenue à partir des résultats des travaux de l'étape clé 2 sur l'intensité carbone des combustibles fossiles canadiens (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019). L'intensité carbone par défaut du bioéthanol et du biodiesel issus de cultures a été modélisée en utilisant un réseau d'électricité canadien moyen; toutefois, les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront intégrer des sources régionales d'électricité et de combustibles pour calculer l'intensité carbone de la production dans différentes provinces.

Ces valeurs reflètent les types de variation qui peuvent être observés dans les données de l'ICV de la production de combustibles. Cette variation est prise en compte dans l'analyse d'incertitude, mais elle peut également être traitée par l'ajout de données plus précises provenant des producteurs de combustibles à faible intensité de carbone à l'aide de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.

### 5.3.4 Transport des combustibles

La teneur en humidité, et son effet associé sur la densité, est une considération importante pour le transport des matières premières. Ainsi, le transport des matières premières doit tenir compte de la variation de densité entre les matières premières issues de cultures, qu'il s'agisse de céréales ou d'oléagineux.

Le transport des matières premières et des combustibles liquides finaux s'effectue principalement par camion et par train. Pour modéliser ce transport, nous utilisons les processus unitaires pour le camion et le train qui ont été créés à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019) pour capturer les émissions en amont et de combustion associées à ces modes de transport.

Les modes de transport et les distances sont abordés **dans l'annexe B**. Le Tableau 29 résume les modes de transport et les distances pertinents utilisés dans cette analyse. Bien que l'éthanol et le biodiesel soient également transportés par rail, avec environ 70 % de l'éthanol nord-américain transporté par rail jusqu'au marché (RFA, 2017), seulement 5 à 10 % des produits de combustibles canadiens ont été distribués par train à partir du terminal primaire en 2016 (Kent Group, 2017).

**Tableau 29. Modes de transport et distances pour les combustibles à base de biocombustibles issus de cultures.**

| Étape du cycle de vie | Biocombustible /matières premières | Distance moyenne | Mode principal |
|---|---|---|---|
| Transport des combustibles | Biocombustibles (liquides) | 600 km | Train |
| Distribution des combustibles | Biocombustibles (liquides) | 290 km | Camion |

### 5.3.5 Combustion

Les caractéristiques des combustibles et les coefficients d'émission de la combustion de biocombustibles issus de cultures sont résumés dans le Tableau 30.

**Tableau 30. Caractéristiques et émissions de combustion de l'éthanol et du biodiesel (gouvernement du Canada, 2018).**

| Combustible | Application | Densité | Pouvoir calorifique supérieur | Teneur en carbone | $CO_2$ (g/L de combustible) | Source de carbone | $CO_2$ fossile (g/L de combustible) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Éthanol | Transport | 789,3 kg/m$^3$ | 29,67 kJ/g | 52,14 % | 1 508 | biogène | 0 |
| Biodiesel | Transport principalement | 882 kg/m$^3$ | 39,89 kJ/g | 75,6 % | 2 472* | biogène et fossile | 139,6** |

** émissions de diesel fossile utilisées dans le RIN.*

*** du méthanol fossile utilisé en production. Cette valeur présente une certaine variabilité supplémentaire, car elle est liée au bilan massique du méthanol dans le procédé de transestérification et est calculée dans le cadre de la filière.*

**Tableau 31. Émissions représentatives de la combustion d'éthanol et de biodiesel dans les transports, tirées du tableau A-12 (gouvernement du Canada, 2018).**

| Combustible | Mode | g de $CO_2$/L de combustible | g de $CH_4$/L de combustible | g de $N_2O$/L de combustible |
|---|---|---|---|---|
| Éthanol | Véhicules légers à essence, niveau 2 | 2 307 | 0,014* | 0,022* |
| Biodiesel | Véhicules lourds à moteur diesel, contrôle modéré | 2 472 | 0,014** | 0,082** |

** émissions d'essence fossile utilisées dans le RIN; ** émissions de diesel fossile utilisées dans le RIN.*

#### *Combustion des combustibles – Bioéthanol*

Le bioéthanol est principalement destiné au transport. À l'heure actuelle, on envisage de l'utiliser dans les transports en le mélangeant à de l'essence ordinaire.

Les émissions de $CO_2$ provenant de la combustion du bioéthanol issu de cultures sont biogènes puisqu'elles proviennent des matières premières agricoles. Ainsi, bien que ces émissions soient incluses dans l'outil et déclarées séparément dans les fiches de données, elles ne sont pas incluses dans les valeurs par défaut de l'intensité en carbone des combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures. Les utilisateurs de l'outil pourront inclure ou exclure le carbone biogène dans leurs analyses.

*Combustion des combustibles – Biodiesel*

Le biodiesel peut être utilisé dans diverses applications énergétiques, principalement dans les transports, mais aussi pour la combustion dans des chaudières et des génératrices industrielles ou résidentielles. À l'heure actuelle, le biodiesel est le plus souvent envisagé pour les transports lorsqu'il est mélangé à du diesel ordinaire.

La plupart des émissions de $CO_2$ provenant de la combustion du diesel sont biogènes puisqu'elles proviennent de matières premières agricoles. Ainsi, bien que ces émissions soient incluses dans l'outil et déclarées séparément dans les fiches de données, elles ne sont pas incluses dans les valeurs par défaut de l'intensité en carbone des combustibles solides à faible intensité en carbone issus de cultures. Cependant, le méthanol utilisé dans la transestérification peut provenir de sources fossiles ou biologiques.

Le Rapport d'inventaire national canadien ne fournit pas de coefficients d'émission spécifiques au $CH_4$ et au $N_2O$ pour le biodiesel (gouvernement du Canada, 2018), mais il utilise plutôt des coefficients d'émission pour la combustion de diesel à base de combustibles fossiles. Pour compléter ces données, les valeurs issues de la documentation concernant la combustion du biodiesel et les émissions non biogènes attribuables à l'utilisation de méthanol dérivé de combustibles fossiles ont été incorporées.

Pour les filières par défaut du biodiesel issu de cultures dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, l'utilisation finale modélisée sera la combustion directe. Les coefficients d'émission pour cette combustion seront dérivés de sources documentaires. L'utilisateur peut adapter les émissions de la combustion directe en fonction de l'efficacité et d'autres caractéristiques du moteur (fixe ou mobile) dans lequel il est utilisé.

### 5.3.6 Modélisation et inventaire du cycle de vie du bioéthanol produit à partir de pois secs

Une valeur d'intensité carbone pour le bioéthanol classique provenant de pois secs a été développée pour soutenir une filière modèle dans l'outil final. En tant que filière hautement spéculative, elle nécessite davantage d'approximations que d'autres filières, et il convient de garder à l'esprit l'augmentation de l'incertitude. L'approche décrite ici est une approche de sélection utile.

*Production et transport des matières premières*

L'analyse du cycle de vie de la Table ronde canadienne sur les cultures durables (CRSC) n'a pas inclus les données de l'ICV pour la culture du pois au Canada, et c'est pourquoi cette matière première n'est pas incluse dans l'ensemble de données du CALDC. L'IC pour la production de pois au Canada, à savoir 0,38 kg d'éq. $CO_2$/kg de matière sèche, a été obtenue à partir du tableau 18-2 de Desjardins et coll. (2016). Les distances de transport pour la livraison des matières premières ont été supposées être les mêmes que pour le maïs ou le blé.

*Transformation de la matière première en combustible*

Il n'existe pas de données sur les procédés de fabrication du bioéthanol à partir de pois secs en tant que matière première, et il n'existe actuellement aucun procédé commercial utilisant ce produit au Canada. Il existe un rapport sur l'ajout d'amidon

extrait de pois dans la transformation de céréales mélangées, mais des données anecdotiques indiquent que l'amidon de pois secs est parfois ajouté à d'autres matières premières céréalières dans une pratique plus courante.

Les principaux paramètres nécessaires sont les suivants : 1) le rendement en éthanol par kilogramme de grains/légumineuses; 2) le type, la quantité et la densité énergétique des coproduits; et 3) l'évolution des besoins en énergie et en intrants des grains de base qui ont été modélisés pour d'autres filières.

Dans les cas où les données sur le procédé ne sont pas disponibles, le bioéthanol issu du procédé de fermentation des céréales développé à partir des données fournies par les producteurs a été utilisé comme cas de base et mis à l'échelle en utilisant les différences de rendement en éthanol entre la céréale concernée et le maïs. Comme l'éthanol est produit à partir de la partie amidonnée du grain, la teneur en amidon peut être utilisée comme indicateur du rendement en éthanol pour permettre la mise à l'échelle des émissions du procédé. Cela équivaut à mettre à l'échelle chacun des intrants par rapport au rapport entre la teneur en amidon de la matière première et le maïs et on suppose qu'il n'y ait pas d'autres facteurs spécifiques à la matière première.

Pour déterminer la valeur de l'IC du bioéthanol à base de pois, la teneur en amidon (51,5 %, soit 69,9 % de celle du maïs, sur la base de la matière sèche (Heuzé V., 2017) (CP INRA-CIRAD-AFZ, s.d.) a été utilisée pour estimer le rendement en éthanol du pois par rapport à celui du maïs. En l'absence de données spécifiques au procédé du pois ou aux légumineuses en général, les émissions non attribuées du cycle de vie du procédé sont mises à l'échelle par la différence de rendement. Comme les émissions du procédé de transformation du maïs et du blé sont différentes et que les pois sont des légumineuses plutôt que des céréales, le procédé de production de céréales mélangées (maïs, blé et orge) est utilisé ici, et les émissions du procédé de transformation du maïs et du blé (mises à l'échelle) sont utilisées pour fixer une fourchette pour l'analyse d'incertitude.

Comme les céréales actuellement utilisées pour la production de bioéthanol classique, le pois légumineux produit également un résidu riche en éléments nutritifs, le concentré de protéines du pois. Pour estimer les rendements des coproduits, on suppose que la protéine de la légumineuse est entièrement convertie en concentré de protéines de pois. La valeur de 22,8 MJ/kg dans la documentation a été utilisée pour la teneur en protéines des pois (Heuzé V., 2017) et la teneur en énergie du concentré de protéines de pois (CP INRA-CIRAD-AFZ, s.d.). Les émissions du procédé et en amont sont réparties entre le produit de bioéthanol et le coproduit de protéines de pois sur une base énergétique (45 % pour le coproduit de protéines de pois, conformément à l'attribution de 49 % pour le maïs et de 42 % pour le blé).

## 5.4 Résultats sur l'intensité en carbone des combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

### 5.4.1 Intensités en carbone du bioéthanol issu de cultures

Le Tableau 32 indique les valeurs de l'IC pour une variété de filières et de modèles. Ces valeurs sont destinées à fournir un point de départ facile pour modéliser de nombreux procédés et matières premières spécifiques aux provinces. L'ensemble

supérieur des filières utilise les données des producteurs déclarées dans le cadre du programme ecoEBE pour le bloc de céréales à bioéthanol, tandis que l'ensemble inférieur des filières de modèles utilise les données issues de la documentation.

**Tableau 32. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes de l'intensité en carbone du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) pour les principaux biocombustibles classiques issus de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible.**

| Filière des combustibles issus de cultures | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| Bioéthanol | |
| Bioéthanol – Données des producteurs sur l'approvisionnement et l'exploitation | |
| Moyenne canadienne de bioéthanol à partir de céréales mélangées, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation | 45 |
| Mouture à sec à partir de céréales mélangées, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation | 41 |
| Mouture humide à partir de céréales mélangées, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation | 40 |
| Mouture à sec à partir de maïs, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation | 42 |
| Mouture humide à partir de blé, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation | 51 |
| Bioéthanol – Approximation à partir des données des producteurs sur l'approvisionnement et l'exploitation | |
| Moyenne canadienne de bioéthanol à partir de pois secs, estimation* de l'approvisionnement et de la transformation | 55 |
| Moyenne canadienne de bioéthanol à partir d'orge, approvisionnement moyen et transformation estimée* | 35 |

Sur les 14 moulins, dix font de la mouture à sec (dont sept s'occupent exclusivement de maïs) et quatre de la mouture humide. Seuls deux moulins transforment exclusivement du blé, et font de la mouture humide. L'IC du bioéthanol à partir de blé par mouture humide est par conséquent moins solide. En plus des filières de données déclarées par les producteurs, les IC de la filière des pois secs et de l'orge sont incluses avec une filière basée sur des inventaires à l'échelle des données des producteurs. Dans les deux cas, la filière et l'IC doivent servir de point de départ pour l'élaboration d'une filière représentative plus détaillée. Le CALDC ne contient pas encore d'inventaire pour les pois secs, de sorte que l'IC pour l'éthanol issu de pois secs semble plus élevé que les autres, mais elle risque de diminuer lorsque le pois sec basé sur la CRSC sera ajouté.

Le Tableau 33 indique les valeurs de l'intensité en carbone pour la production de bioéthanol sur la base des opérations actuelles et des données des rapports des CEPR, totales et ventilées par étape du cycle de vie pour différents niveaux de technologie et d'agrégation de matières premières.

**Tableau 33 : Valeurs de l'intensité en carbone pour le bioéthanol issu de céréales produit actuellement (données des producteurs 2012-2016), par MJ de combustible produit, réparties avec les coproduits de récolte en masse et les coproduits de transformation en part d'énergie, à deux chiffres significatifs.**

| Étape du cycle de vie | Moyenne canadienne | Moulins à mouture sèche | Moulins à mouture humide | Maïs de mouture sèche | Blé de mouture humide |
|---|---|---|---|---|---|
| Étape du cycle de vie | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Céréales mélangées (blé, maïs, orge) | Maïs | Blé |
| Production des matières premières | 20 | 21 | 11 | 22 | 13 |
| Transport des matières premières | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,1 |
| Émissions des procédés | 23 | 18 | 27 | 18 | 35 |
| Transport et distribution | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Combustion | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Total | 45 | 41 | 40 | 42 | 51 |

Le Tableau 34 présente les contributions totales et des modules à l'IC pour le bioéthanol provenant de pois secs et le bioéthanol fabriqué entièrement à partir d'orge (par opposition au procédé des céréales mélangées dans les données des CEPR), dont ni l'un ni l'autre ne disposait de données dans la documentation des CEPR. Tous deux utilisent un procédé moyen de production de bioéthanol à base de céréales mélangées à l'échelle du rendement, à partir de données des CEPR.

L'IC pour la production de bioéthanol à partir de pois secs avec un coproduit riche en protéines est attribuée (sur une base énergétique) pour donner les valeurs présentées ici. L'IC pour le bioéthanol produit à partir d'orge est également réparti (sur une base énergétique) entre le bioéthanol et le coproduit. Les principaux facteurs contribuant aux émissions de GES du cycle de vie sont la production des matières premières et les émissions associées à l'utilisation d'énergie et aux intrants chimiques pour la conversion en éthanol.

**Tableau 34. Intensité en carbone pour l'éthanol produit à partir de l'amidon de pois et de l'orge selon l'échelle du procédé des CEPR, exprimée en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'éthanol.**

| Étape du cycle de vie | Pois secs (g d'éq. $CO_2$/MJ) | 100 % orge (g d'éq. $CO_2$/MJ) | Unité |
|---|---|---|---|
| Production des matières premières | 29 | 10 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport des matières premières | 1,3 | 1,1 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Production d'éthanol | 23 | 22 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,8 | 0,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,4 | 0,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Total | 55 | 32 | g d'éq. $CO_2$/MJ |

La fraction d'amidon nettement plus faible dans les pois secs par rapport aux autres céréales, y compris l'orge, entraîne une demande de matières premières beaucoup plus élevée et, par conséquent, une valeur d'IC nettement plus élevée pour le bioéthanol issu des pois secs (100 %). En revanche, l'IC et les contributions pour le bioéthanol provenant à 100 % d'orge se situent dans la même fourchette que les autres IC.

Les résultats de l'analyse de l'incertitude sur les filières du bioéthanol sont présentés dans le Tableau 39. Les valeurs de l'IC pour toutes les filières présentent de larges fourchettes d'incertitude, dominées par l'incertitude de l'IC pour la production végétale. La fourchette de l'IC pour les céréales mélangées soumises à la mouture humide est plus large en raison de la plus grande variabilité de ces données et du plus petit nombre de moulins.

**Tableau 35. Résultats des analyses d'incertitude pour le bioéthanol issu de cultures, sur la base des données des producteurs, en g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| Bioéthanol – Données des producteurs sur l'approvisionnement et l'exploitation | | | | | |
| *Moyenne canadienne de bioéthanol à partir de céréales mélangées, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation {CA}* | | | | | |
| 45 | 52,9 | 51 | 12 | 36,1 | 80,2 |
| *Mouture à sec à partir de céréales mélangées, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation {CA}* | | | | | |
| 41 | 47,1 | 45,4 | 11 | 31,1 | 73,1 |
| *Mouture humide à partir de céréales mélangées, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation {CA}* | | | | | |
| 40 | 62,2 | 59,7 | 16 | 38,7 | 102 |
| *Mouture à sec à partir de maïs, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation {CA}* | | | | | |
| 42 | 45,8 | 44,1 | 10 | 30,5 | 70,5 |
| *Mouture humide à partir de blé, moyenne canadienne, données des producteurs sur l'approvisionnement et la transformation {CA}* | | | | | |
| 51 | 78,1 | 74,7 | 20 | 47 | 128 |
| Bioéthanol – Approximation à partir des données des producteurs sur l'approvisionnement et l'exploitation | | | | | |
| *Bioéthanol canadien produit par mouture à sec à partir de pois secs canadiens {CA}* | | | | | |
| 55 | 79,8 | 56,6 | 85 | 29 | 269 |
| *Bioéthanol canadien produit par mouture à sec à partir d'orge canadien {CA}* | | | | | |
| 35 | 87,8 | 67,7 | 70 | 31 | 269 |

Les incertitudes concernant les valeurs de l'IC pour toutes les filières sont élevées, principalement en raison de l'incertitude touchant à la production agricole (c'est-à-dire de l'intensité associée à un kg de céréales particulier au Canada, qui pourrait aller du minimum constaté à l'échelle nationale au maximum constatée à l'échelle mondiale) et, dans le cas des pois secs et de l'orge à 100 %, du manque de données sur les procédés dédiés. En fait, l'incertitude agricole l'emporte sur les incertitudes des autres étapes du cycle de vie, à l'exception du bioéthanol issu des pois secs, qui est une filière plus spéculative basée sur des approximations du procédé des CEPR. Les pois secs, des légumineuses à haute teneur protéinée, s'écartent davantage du procédé sous-jacent que l'orge céréalière. Le procédé de conversion de l'orge est beaucoup mieux représenté par les données des CEPR, car il s'agit d'une matière première en

production mixte, et parce que sa composition a plus en commun avec les autres céréales, mais les impacts de la production d'orge sont variables

### 5.4.2 Intensités en carbone du biodiesel issu de cultures

Les valeurs de l'intensité en carbone de la filière, de la production végétale jusqu'à la combustion chez l'utilisateur, pour le biodiesel issu de cultures oléagineuses, sont indiquées dans le Tableau 36. Les deux ensembles de filières utilisent des données des producteurs déclarées dans le cadre du programme ecoEBE pour le bloc de l'huile au biodiesel et les données issues de la documentation spécifique aux oléagineux pour le bloc d'extraction de l'huile (en haut) ou les valeurs provenant de la documentation pour les deux blocs (en bas). Les valeurs de l'IC pour chacun sont presque identiques.

**Tableau 36. Valeurs moyennes provinciales et canadiennes de l'intensité en carbone du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte) pour les filières incluses de biodiesel issu de cultures, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible.**

| Filière des combustibles issus de cultures | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| Biodiesel – Données d'exploitation des producteurs pour le bloc de l'huile au biodiesel | |
| Moyenne canadienne du biodiesel à partir du canola, données des producteurs sur la transformation | 31 |
| Moyenne canadienne du biodiesel à partir du soja, données des producteurs sur la transformation | 36 |
| Moyenne canadienne du biodiesel à partir de la caméline, données des producteurs sur la transformation | 22 |
| Biodiesel – Filières modèles pour le bloc de l'huile végétale générique au biodiesel | |
| Biodiesel canadien à partir de canola canadien | 24 |
| Biodiesel canadien à partir de soja canadien | 29 |
| Biodiesel canadien à partir de la caméline canadienne | 16 |

Comme il est décrit à la section 3, une approche modulaire a été utilisée pour développer les valeurs d'IC pour les biocombustibles classiques issus de cultures afin de fournir des valeurs d'IC et des modèles facilement modifiables dans l'outil pour faciliter la modélisation. Les valeurs d'IC du module issu d'oléagineux et du biodiesel cumulatives sont présentées dans le Tableau 37 et le Tableau 38. Le Tableau 37 utilise les données des producteurs déclarées dans le cadre du programme ecoEBE pour le bloc huile-biodiesel, tandis que les valeurs du Tableau 38 sont fondées sur les données provenant de la documentation concernant la conversion de l'huile végétale générale en biodiesel. Dans les deux cas, l'extraction de l'huile est représentée par des modules pour chacune des matières premières développées à partir de la documentation.

**Tableau 37 : Valeurs de l'intensité en carbone du module et de l'intensité carbone cumulée pour le biodiesel issu d'oléagineux basé sur l'extraction spécifique aux oléagineux et la production actuelle (2012-2016) de biodiesel (données des producteurs) pour la conversion du biodiesel, par MJ de combustible produit, impacts attribués aux coproduits par part d'énergie.**

| Étape du cycle de vie | Canola | Soja | Caméline | Unité |
|---|---|---|---|---|
| Production des matières premières | 13 | 17 | 5,1 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport des matières premières | 0,5 | 0,6 | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Extraction d'huile au moulin/à la raffinerie | 2,7 | 4,2 | 1,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Conversion d'huile en biodiesel au moulin/à la raffinerie | 9,8 | 9,8 | 9,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | *0,6* | *0,6* | *0,6* | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion (non biogénique) | 4,4 | 4,4 | 4,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Total | 31 | 36 | 22 | g d'éq. $CO_2$/MJ |

**Tableau 38 Valeurs de l'intensité en carbone du module et de l'intensité carbone cumulée pour le biodiesel issu d'oléagineux basé sur l'extraction spécifique aux oléagineux et les données issues de la documentation pour la conversion du biodiesel, par MJ de combustible produit, impacts attribués aux coproduits par part d'énergie.**

| Étape du cycle de vie | Canola | Soja | Caméline | Unité |
|---|---|---|---|---|
| Production des matières premières | 13 | 16 | 4,9 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport des matières premières | 0,5 | 0,6 | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Extraction d'huile au moulin/à la raffinerie | 2,6 | 4,0 | 1,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Conversion d'huile en biodiesel au moulin/à la raffinerie | 3,5 | 3,5 | 3,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,6 | 0,6 | 0,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion (non biogénique) | 4,5 | 4,5 | 4,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Total | 24 | 29 | 16 | g d'éq. $CO_2$/MJ |

Les données déclarées propres aux producteurs qui sous-tendent les IC de production dans le Tableau 38 s'harmonisent très bien aux procédés fondés sur la documentation dans le Tableau 37. La seule différence significative entre les deux provient d'une utilisation de gaz naturel déclarée beaucoup plus élevée dans les données des producteurs (CEPR), qui diffèrent par un facteur de 3, et qui conduit à l'IC plus élevée pour la conversion d'huile en biodiesel et à l'IC totale observée dans la filière de l'industrie.

Les résultats de l'analyse de l'incertitude sur les filières du biodiesel sont présentés dans le Tableau 39. L'écart entre l'IC ponctuelle et les valeurs moyennes est dû aux

larges fourchettes très variables pour l'étape de production des matières premières (agriculture), qui est attribuable à la fourchette et à l'impact du COS.

**Tableau 39. Résultats des analyses d'incertitude pour les biodiesels issus de cultures. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Extraction d'huile fondée sur la documentation et données des producteurs (CEPR) et conversion en biodiesel*** | | | | | |
| *Biodiesel canadien à partir de graines de canola canadien {CA}* | | | | | |
| 31 | 44,8 | 30,5 | 45,6 | 14,2 | 171 |
| *Biodiesel canadien à partir de soja canadien {CA}* | | | | | |
| 36 | 62,4 | 40,9 | 65,9 | 17,7 | 228 |
| *Biodiesel canadien à partir de graines de caméline canadienne {CA}* | | | | | |
| 22 | 23,9 | 20,9 | 36 | -2,9 | 93,1 |
| ***Extraction d'huile fondée sur la documentation et conversion en biodiesel*** | | | | | |
| *Biodiesel canadien à partir de graines de canola canadien {CA}* | | | | | |
| 24 | 45,3 | 30,4 | 54,8 | 14,4 | 169 |
| *Biodiesel canadien à partir de soja canadien {CA}* | | | | | |
| 29 | 67,2 | 39,4 | 100 | 17,5 | 279 |
| *Biodiesel canadien à partir de graines de caméline canadienne {CA}* | | | | | |
| 16 | 17,8 | 14 | 29 | -2,4 | 79,6 |

Les valeurs de l'IC de toutes les filières montrent des degrés d'incertitude élevés, principalement dus à l'incertitude de l'IC de la production végétale. Cette grande incertitude l'emporte sur les incertitudes des autres étapes du cycle de vie. Cela est particulièrement apparent dans l'IC des combustibles issus de la caméline. Comme il s'agit d'une culture à très faible production, les données sur les pratiques agricoles sont très incertaines, ce qui explique les fourchettes élevées pour la caméline; les valeurs minimales négatives reflètent la fourchette des émissions de carbone organique du sol associées au changement des pratiques de gestion et elles peuvent suggérer un potentiel de séquestration du carbone par la caméline.

Les oléagineux représentent une faible part de la production canadienne actuelle de biodiesel. Le procédé de conversion de l'huile en biodiesel élaboré à partir des données d'exploitation contenues dans les CEPR ne s'aligne donc pas aussi bien sur les pratiques relatives aux oléagineux. Dans ces cas, la filière générique fondée sur la documentation peut représenter un meilleur point de départ.

## 5.5 Lacunes et limites des données sur les combustibles liquides classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

Les lacunes par rapport aux données sur les combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures comprennent les suivantes :

- Travail du sol
    - Des informations détaillées sur la gestion des terres (p. ex. étendue du travail du sol ou de l'absence de travail du sol) et une surveillance explicite à l'échelle spatiale des points suivants :
        - Consolidation et variabilité du stockage
        - Distance et variation de mode

- Production
    - Des données cohérentes sur l'utilisation de l'énergie des coproduits (et autres intrants), qui faciliteraient d'autres approches de répartition.
    - Les données des CEPR indiquent qu'il n'y a eu qu'une seule installation à partir de laquelle le surplus d'électricité a été exporté par les producteurs de bioéthanol issu de cultures au cours de la période de déclaration (les données couvrent les années 2008-2009 à 2016-2017, avec une bonne couverture pour la période 2010/11-2015). Ce cas se reflète dans la filière du maïs, mais des rapports anecdotiques suggèrent que l'exportation d'électricité est plus fréquente.
    - Étant donné que les oléagineux représentent une faible part de la production actuelle de biodiesel au Canada par rapport à d'autres huiles, les données d'exploitation contenues dans les CEPR peuvent ne pas bien correspondre aux pratiques relatives aux oléagineux. Comme les données des CEPR ne sont plus mises à jour et sont utilisées pour créer un procédé éclair, les données provenant d'autres systèmes de déclaration des producteurs peuvent combler cette lacune. Des procédés fondés sur la documentation ont été élaborés comme modèles à utiliser avec des huiles végétales et autres pour le biodiesel.
    - Des données d'exploitation continues et actualisées associées à une sélection de types de technologies permettraient d'associer de manière défendable des filières technologiques dans les cas où il existe des voies technologiques multiples et sensiblement différentes. Par exemple, le procédé de production de bioéthanol classique fondé sur les données des CEPR est un hybride de technologie et de matière première.
- Pois secs et autres matières premières non prises en compte dans les données des producteurs
    - Des différences spécifiques aux matières premières en ce qui concerne l'énergie de transformation et les demandes d'intrants. Les émissions liées au procédé diffèrent sensiblement, même entre le blé et le maïs, qui se ressemblent davantage que les pois (et autres légumineuses), qui ont une teneur en protéines beaucoup plus élevée (entre 2 et 2,5 fois plus). Bien que la mise à l'échelle des émissions de procédés par rapport au rendement soit une approximation raisonnable de premier ordre, la différence entre les familles de cultures augmente considérablement l'incertitude.
    - Des données détaillées sur les pratiques agricoles pour le travail du sol, la récolte et le stockage des pois au Canada.

# 6. Combustibles liquides non classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

## 6.1 Introduction aux combustibles liquides non classiques à faible intensité en carbone issus de cultures

Comme il est indiqué à la section 5, les combustibles liquides à faible intensité en carbone peuvent être produits à partir de diverses cultures canadiennes renouvelables, qu'il s'agisse de céréales (p. ex. le bioéthanol classique) ou d'oléagineux (p. ex. le biodiesel), ainsi que de résidus agricoles ou de biomasse cultivée à des fins précises (éthanol lignocellulosique et biocombustibles avancés). Les résidus agricoles lignocellulosiques sont également utilisés comme combustibles liquides à faible intensité en carbone. Le bioéthanol et le biodiesel font l'objet d'une production et d'une utilisation commerciales et sont considérés comme des combustibles classiques issus de cultures. Tous les autres combustibles sont considérés comme non classiques dans le cadre de ce rapport.

Les combustibles liquides non classiques à faible intensité en carbone issus de cultures au Canada, incorporés dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, sont résumés dans le Tableau 40. Les grains de céréales sont utilisés pour la production d'éthanol à base d'amidon par fermentation, tandis que les oléagineux sont transformés et raffinés pour la production de combustibles à base de pétrole. La biomasse résiduelle lignocellulosique de ces cultures, principalement la canne de maïs ou la paille de blé, peut être utilisée après un traitement supplémentaire pour la production d'éthanol par fermentation[10].

**Tableau 40. Résumé des filières de combustibles liquides à faible intensité en carbone issus de cultures, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser (les matières premières marquées d'un astérisque ne sont pas modélisées en détail ici).**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| Éthanol lignocellulosique | Canne de maïs<br>Paille de blé | Prétraitement enzymatique<br>Fermentation des sucres C5 / C6<br>Distillation | Carburant pour le transport |
| Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) | Huile de canola (canadien)<br>Huile de palme (importée) | Hydrotransformation<br>Hydrotraitement | Combustible pour le transport |
| Combustible de biocarburéacteur renouvelable | Huile de canola<br>Huile de cuisson usée | Hydrotransformation<br>Hydrotraitement | Combustible pour le transport |

[10] D'autres voies, tant biochimiques que thermochimiques, sont également possibles, mais principalement à l'échelle de recherches ou de pilotes.

## 6.2 Éthanol cellulosique

### 6.2.1 Limites et descriptions du système de l'éthanol cellulosique

L'éthanol cellulosique peut être produit à partir de n'importe quelle source de cellulose comme les herbes, les arbres et les parties non récoltées des cultures céréalières. Il présente un intérêt particulier en raison du faible coût des matières premières cellulosiques; toutefois, la cellulose est plus difficile à convertir en carburants que les sucres et les huiles produits à partir des céréales et des graines.

Les ressources cellulosiques les plus intéressantes au Canada sont la canne de maïs et la paille de blé. La canne de maïs et la paille de blé sont les parties aériennes des plantes sans le grain. Cela comprend les tiges, les branches, les feuilles et, dans le cas du maïs, les épis. L'amidon et la cellulose sont tous deux des polymères du glucose (sucre). L'amidon est un polymère linéaire du glucose, bien qu'il puisse parfois être ramifié. La cellulose peut former des chaînes ramifiées de glucose ainsi que des chaînes linéaires assez longues (en particulier l'alpha-cellulose). Cela, combiné avec les cinq liaisons de carbone du sucre qui ne sont pas typiquement présentes dans l'amidon, peut rendre la décomposition de la structure de la cellulose en sucres plus énergivore que celle de l'amidon. Les hémicelluloses présentes dans les parois cellulaires de la biomasse sont composées de sucres à cinq et six carbones qui peuvent également être convertis en éthanol une fois que ces sucres sont extraits de la matière première de la biomasse.

Les différentes structures de l'amidon (linéaire) et de la cellulose (ramification) trouvent leur origine dans leurs différentes fonctions au sein de la plante. L'amidon, qui, dans le cas du maïs et du blé, se trouve principalement dans le grain à la récolte, est une source de sucre facilement accessible pour un semis en croissance. La cellulose, le polymère de sucre le plus abondant sur Terre, se ramifie dans la matrice de la paroi cellulaire des plantes avec les hémicelluloses et la lignine pour former la forte architecture structurelle des plantes qui leur permet de grandir. Ainsi, la cellulose n'est pas aussi facilement accessible qu'une forme de matière première de sucre comme l'amidon. Néanmoins, des technologies ont été développées pour libérer les sucres de la cellulose dans cette matrice. Tout comme le glucose dérivé de l'amidon, le glucose de la cellulose peut être fermenté pour produire de l'éthanol et être utilisé comme carburant pour le transport. La principale différence entre la production d'éthanol à partir d'amidon, comme l'éthanol de grain de maïs, et l'éthanol cellulosique, ne réside pas seulement dans la matière première, mais aussi dans l'ajout de l'étape de prétraitement dans la production d'éthanol cellulosique qui libère le glucose de la cellulose, les hémicellulose et la lignine dans la paroi cellulaire. Il existe des dizaines de techniques de prétraitement brevetées, notamment l'ajout d'acides ou de bases à la matière première, l'exposition de la matière première à une température ou une pression élevée, la séparation mécanique et des combinaisons de toutes ces techniques (Sinistore, 2012).

Les combustibles à base d'éthanol cellulosique choisis pour être inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumés dans le Tableau 41. La principale différence entre les deux est la matière première, qui affectera les rendements en sucre et donc l'éthanol résultant, et les quantités de coproduits potentiels.

**Tableau 41. Résumé des filières de combustibles issus d'éthanol cellulosique, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue.**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| Éthanol cellulosique | • Canne de maïs | • Prétraitement enzymatique<br>• Fermentation des sucres C5 / C6<br>• Distillation | • Combustible pour le transport |
| Éthanol cellulosique | • Paille de blé | • Prétraitement enzymatique<br>• Fermentation des sucres C5 / C6<br>• Distillation | • Combustible pour le transport |

Les sections ci-dessous contiennent des descriptions plus détaillées de ces combustibles ainsi qu'un aperçu de l'approche de modélisation et un résumé des sources de données qui ont été utilisées pour élaborer l'inventaire du cycle de vie (ICV) pour l'éthanol cellulosique.

*Résidus de culture*

L'éthanol cellulosique peut être produit à partir d'une variété de matières premières, mais le principal intérêt de cette analyse est l'utilisation des déchets de récolte que sont la canne de maïs et la paille de blé. La différence entre un résidu de culture et un déchet de culture est qu'un résidu est considéré comme ayant une valeur économique, alors qu'un déchet est considéré comme n'ayant aucune valeur économique. Il n'existe actuellement aucun marché commercial pour la canne de maïs ou la paille de blé. La production est donc basée sur des informations concernant la production de grains de maïs et de blé, avec un élargissement des limites du système pour appliquer une charge à la canne de maïs et la paille de blé afin de remplacer l'azote qui est éliminé du système lorsque la canne et la paille sont récoltées. L'élimination de cet azote nécessite des intrants accrus d'engrais azoté au cours des années de production suivantes. En outre, la récolte de la canne de maïs et la paille de blé nécessite un passage supplémentaire dans les champs avec une moissonneuse. Par conséquent, les émissions provenant de la combustion de diesel pour faire fonctionner cette moissonneuse sont également attribuées à la canne de maïs et à la paille de blé. Ces valeurs d'émissions de GES pour l'engrais azoté et la récolte supplémentaires sont indiquées dans la section 4.

### 6.2.2 Approche de modélisation de l'éthanol cellulosique

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles à faible intensité en carbone, ainsi qu'une présentation des principales questions méthodologiques abordées dans la modélisation, les données de l'inventaire du cycle de vie utilisées, les résultats et les lacunes et limites des données.

*Développement de modules de processus unitaires*

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consiste à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Pour l'éthanol cellulosique, les principaux modules de la modélisation seront la production régionale

des deux matières premières, le transport des matières premières, le prétraitement, la fermentation, la distillation et la dénaturation, le transport, le mélange et la distribution du combustible, et la combustion. Les différences régionales dans la production des matières premières reflètent les différentes applications des intrants tels que les engrais et les différents rendements en fonction de l'emplacement. Les principaux modules sont illustrés à la Figure 7.

En utilisant cette approche modulaire, même dans les cas où seules les données issues de la documentation sont disponibles, ou lorsqu'aucune donnée n'est disponible, les processus unitaires peuvent toujours être développés et inclus comme des paramètres de référence dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et peuvent ensuite être mis à jour par les utilisateurs de l'outil lorsque les données sont disponibles.

Le travail de modélisation à l'étape clé 3 repose largement sur les processus unitaires relatifs aux combustibles fossiles qui ont été mis au point à l'étape clé 2, y compris les intrants de combustibles liés aux machines et aux équipements (p. ex. le diesel ou le gaz naturel) et les procédés de transport (p. ex. par camion, train ou pipeline). Ces processus unitaires ont été tirés de la base de données des combustibles d'ECCC et incorporés dans les modèles de filières des combustibles à faible intensité en carbone, le cas échéant. Les systèmes ne faisant pas partie des limites de cette analyse comprennent la production d'équipements à la ferme et dans les raffineries, la construction et le démantèlement de raffineries d'éthanol, ainsi que la construction et le démantèlement d'infrastructures de combustion. Les considérations importantes de modélisation comprennent l'inclusion ou l'exclusion des changements directs et indirects d'utilisation des terres, les méthodes de répartition entre les parties céréalières et non céréalières de la matière première, les applications potentielles des coproduits des raffineries d'éthanol et la répartition associée, et les émissions provenant de la combustion des combustibles purs ou mélangés.

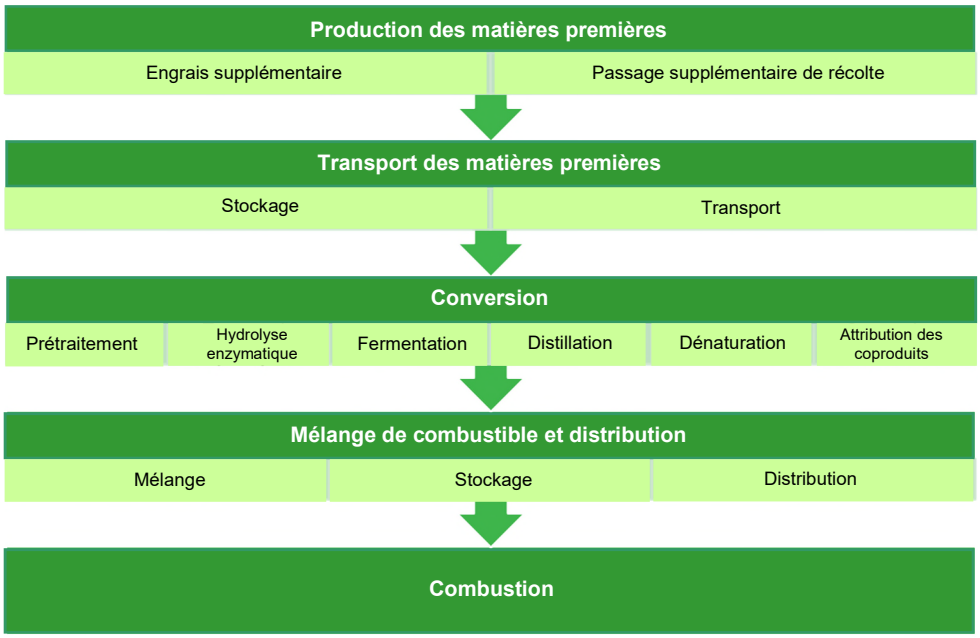



**Figure 7 : Modules de la filière de l'éthanol cellulosique**

### *Variante régionale*

Les variations régionales affectent le rendement et les émissions des sols des différentes cultures et donc les intensités en carbone des combustibles qui en résultent. Les pratiques de gestion des cultures qui varient d'une région à l'autre, telles que les pratiques de travail du sol et les taux d'application d'engrais et de pesticides, auront une influence sur les émissions de GES en plus des variations météorologiques et pédologiques dans l'espace et le temps. Comme la canne de maïs et la paille de blé sont traitées comme des déchets dans cette étude, elles ne contribuent pas à ces variations régionales des émissions provenant des sols. La production de combustible cellulosique subit moins l'influence de la régionalisation, car les technologies de production ne doivent pas varier selon l'endroit. La principale source de variation régionale pour la production de combustible est le réseau d'électricité d'où est tirée l'énergie nécessaire au procédé de conversion. La distance que les matières premières doivent parcourir pour atteindre une usine d'éthanol cellulosique variera. Comme, au moment de la rédaction du présent document, il n'existe pas d'installations commerciales de production d'éthanol cellulosique à base de canne de maïs ou de paille de blé, cette distance a été calculée à partir d'hypothèses concernant l'emplacement d'usines théoriques et elle sera décrite plus en détail dans la description de la modélisation des transports. La variation des besoins régionaux en engrais azotés a été saisie par la modélisation de la production végétale par UR, qui a été développée par AAC et ECCC comme la plus petite unité spatiale à laquelle les données sur les activités sur la production végétale pourraient être harmonisées (S&T2 Consultants Inc., 2017c). En ce qui concerne les systèmes énergétiques d'arrière-plan, les intensités en carbone du réseau d'électricité sont disponibles à une échelle provinciale sur la base des travaux réalisés à l'étape clé 2, tout comme certains combustibles (p. ex. le diesel), et elles ont été intégrées dans les processus unitaires disponibles pour la modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone.

### *Attribution aux coproduits*

Étant donné que la canne de maïs et la paille de blé sont traitées comme des déchets de la production de grains de maïs et de blé dans cette étude, elles ne sont pas considérées comme des coproduits de la production végétale. Par conséquent, ces déchets ne reçoivent pas les charges liées à la production de grains de maïs ou de blé. Comme la canne de maïs et la paille de blé sont traitées comme des déchets, aucun des GES en amont associés à la culture du maïs et du blé n'est réparti entre le produit de maïs et le coproduit de la canne de maïs et le grain de blé et le coproduit de la paille de blé, respectivement. En revanche, les émissions de GES provenant de la production d'engrais ammoniacal pour remplacer l'azote contenu dans la canne et la paille représentent les charges liées à l'élimination de la canne et de la paille. En outre, les émissions de GES provenant de la combustion de diesel pour le passage supplémentaire avec une moissonneuse pour enlever la canne et la paille sont incluses.

L'un des points où l'attribution peut se faire est à l'usine d'éthanol cellulosique entre l'éthanol comme produit primaire et les solides restants qui consistent en hémicellulose et lignine comme coproduit. Souvent, la fermentation peut tirer parti de la présence de sucres à cinq et six carbones dans les hémicelluloses, mais certains sucres restent généralement. En outre, la lignine ne peut pas être fermentée, mais elle a des applications intéressantes. L'utilisation la plus courante de la fraction inutilisée des

hémicelluloses et des coproduits de la lignine consiste à les brûler pour produire de la chaleur et de l'énergie combinées afin d'alimenter le procédé de production d'éthanol. Souvent, de l'électricité excédentaire est également produite, et celle-ci pourrait être exportée vers le réseau pour compenser la production d'électricité par des moyens classiques dans cette région du réseau.

Le choix de l'approche d'attribution doit être bien documenté et transparent, ce qui comprend une justification claire et une analyse de sensibilité pour montrer l'influence sur les résultats de l'étude, puisqu'il a été démontré qu'il influe sur la capacité d'un combustible à respecter une politique sur les combustibles à faible intensité en carbone (Kaufman, Meier, Sinistore et Reinemann, 2010). Pour le coproduit d'électricité de la raffinerie d'éthanol cellulosique, cet excédent d'électricité fournira un crédit au système d'éthanol pour le remplacement du réseau moyen canadien. Pour la production d'électricité comme coproduit de la raffinerie d'éthanol, l'électricité excédentaire sera exportée vers le réseau et, par conséquent, elle est supposée remplacer les émissions de l'électricité du réseau produite au Canada. Une valeur moyenne du réseau d'électricité canadien a été utilisée, car il n'y a pas d'endroit en particulier où l'éthanol cellulosique issu de canne de maïs ou de paille de blé est produit commercialement au Canada. À l'avenir, l'utilisateur pourra modifier les coproduits de la production d'éthanol et la méthode d'attribution utilisée, ainsi que le réseau d'électricité provincial qui est remplacé. Il faut noter que le remplacement de l'électricité du réseau par l'électricité qui pourrait être produite par une future usine d'éthanol cellulosique est une méthode d'évitement d'attribution documentée dans la documentation (Cronin, et coll., 2017) (Kaufman, Meier, Sinistore et Reinemann, 2010) (Sinistore, 2012). En outre, les ACV de la production d'éthanol issu de la canne à sucre appliquent la même méthode de remplacement pour tenir compte de l'électricité excédentaire produite par la combustion de la bagasse, coproduit de l'extraction du sucre de la canne à sucre (Wang, Han, Dunn, Cai et Elgowainy, 2012). La double comptabilisation de cette électricité sur le réseau est évitée dans le calcul de l'IC de l'éthanol cellulosique, car le mélange du réseau d'électricité d'arrière-plan utilisé pour le Canada n'inclut pas l'électricité provenant des usines d'éthanol cellulosique, car aucune n'est actuellement exploitée à une échelle commerciale au Canada.

### *Carbone biogène et changement d'utilisation des terres*

Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogène, telle qu'elle figure dans le Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018), les émissions de carbone biogène provenant de la fermentation ou de la combustion de l'éthanol cellulosique sont supposées être nulles et ne contribuent donc pas aux émissions de GES du combustible. Le bilan carbone à l'entrée et à la sortie du système a été évalué pour assurer un équilibre des masses et il est bien documenté dans la documentation sur la production de l'éthanol (Humbird, et coll., 2011). Bien que l'enlèvement de la canne et de la paille puisse avoir des répercussions sur le bilan carbone du sol à long terme, cet impact doit être calculé de manière spatialement explicite en tenant compte du climat précis, du type de sol, de la topographie, de l'utilisation des terres, du type de culture et de la rotation des cultures au fil du temps, ce qui nécessite un modèle paramétrique dynamique(Sinistore, 2012).

Les émissions de carbone associées à un changement direct d'utilisation des terres seront incluses dans les cas où la production de matières premières nécessite la

conversion de terres d'une utilisation existante à une production de bioénergie. Dans le cas de cultures annuelles déjà produites au Canada, y compris du maïs et du blé, le changement d'utilisation des terres direct n'est pas inclus parce qu'il n'y a pas de changement d'utilisation des terres. Le changement d'utilisation des terres indirect est exclu des calculs de l'intensité en carbone. Tout changement dans les pratiques de gestion des terres, tel que l'enlèvement de la canne et de la paille de blé des champs, est inclus dans cette analyse.

### 6.2.3 Inventaire du cycle de vie de l'éthanol cellulosique

*Production agricole*

Étant donné que la canne de maïs et la paille de blé sont classées comme des déchets dans cette étude, aucune charge provenant de la production agricole de grains de maïs ou de blé n'est attribuée à la canne ou à la paille. Au lieu de cela, seule la charge provenant de l'engrais ammoniacal supplémentaire qui doit être ajouté à la terre à la suite de l'enlèvement de l'azote de la terre dans la canne et la paille et les émissions de GES provenant d'un passage supplémentaire dans le champ pour récolter les résidus sont inclus dans l'IC de l'éthanol cellulosique. Celle-ci est calculée en fonction de la teneur en azote de la canne et de la paille et de la quantité de canne et de paille utilisée pour produire du combustible. Ces données sont résumées à la section 4.8.

*Production d'éthanol cellulosique*

L'éthanol cellulosique diffère de l'éthanol produit à partir d'amidon de cinq façons principales. Premièrement, la matière première cellulosique nécessite un prétraitement pour libérer les sucres des parois cellulaires de la matière végétale. La production d'éthanol à base d'amidon commence souvent par une panne mécanique, comme dans un moulin à marteaux. La matière première cellulosique peut subir une certaine réduction mécanique de sa taille, puis un prétraitement. De nombreuses technologies différentes ont été développées ou sont encore en cours de développement pour prétraiter la biomasse. Certaines sont spécifiques au type de biomasse, tandis que d'autres sont plus générales. Certaines des seules installations de production pilote d'éthanol cellulosique qui ont produit des quantités importantes d'éthanol cellulosique, comme l'usine de la société Iogen (Ontario, Canada), ont utilisé un prétraitement à l'acide dilué (AD) de la paille de blé pour produire de l'éthanol cellulosique en 2004 (Mupondwa, 2017).

La deuxième différence se situe au niveau de l'hydrolyse enzymatique. La production à base d'amidon utilise l'alpha-amylase pour briser les longs polymères de glucose en dimères et monomères de glucose plus courts, mais ces enzymes ne briseront pas les liaisons bêta-glucosidiques de la cellulose. C'est pourquoi différentes enzymes, appelées cellulases, capables de rompre ces liaisons, sont utilisées dans la production de l'éthanol cellulosique. La troisième différence entre la production d'éthanol à base d'amidon et la production d'éthanol cellulosique réside dans les sucres. La matrice de la paroi cellulaire est constituée de cellulose, d'hémicelluloses et de lignine. Les hémicelluloses sont une classe de composés constitués à partir de sucres à cinq et six atomes de carbone (C5 et C6, respectivement, également appelés pentoses et hexoses). Les sucres en C5 et C6 sont libérés des hémicelluloses, tandis que la cellulose ne produit que du glucose, un sucre à six atomes de carbone. La fraction de

lignine ne fournit pas de sucre au procédé. En fait, la lignine fait preuve de récalcitrance, ce qui signifie qu'après avoir été séparée de la matrice de la paroi cellulaire, elle peut se recoller à la cellulose et aux hémicelluloses, bloquant les sites où les enzymes agiraient pour décomposer les polymères du sucre. L'une des principales raisons pour lesquelles les différentes méthodes de prétraitement donnent des rendements en sucre différents est la propension de la méthode de prétraitement à provoquer ou à prévenir la récalcitrance de la lignine.

La quatrième différence se situe au niveau de la fermentation. L'organisme utilisé dans la fermentation du glucose pur (comme celui de l'amidon) est *Saccharomyces cerevisiae* (communément appelé levure de boulangerie), mais cet organisme ne convertit pas efficacement les sucres en C5 de la matière première cellulosique. C'est pourquoi différents organismes sont utilisés dans la fermentation de l'éthanol cellulosique et donnent des rendements différents pour l'éthanol. Dans certains cas, l'hydrolyse enzymatique et la fermentation sont conduites ensemble dans ce qu'on appelle la saccharification et la co-fermentation simultanées, car cela peut conduire à des rendements d'éthanol plus élevés que par les étapes séparées. Dans cette étude, l'hydrolyse enzymatique et la fermentation sont modélisées comme des étapes séparées.

Après la fermentation, les étapes finales de la production d'éthanol sont très similaires dans l'éthanol cellulosique et dans l'éthanol d'amidon, à l'exception de l'extrant de coproduits. L'extrant de l'étape de fermentation est une étape de distillation pour séparer l'éthanol de l'eau et des solides. L'éthanol qui en résulte est distillé, déshydraté puis dénaturé avec de l'essence dans le procédé de production d'éthanol à base d'amidon (p. ex. l'éthanol de maïs); les solides restants sont généralement utilisés comme aliments destinés à la consommation animale. La fraction solide issue du procédé de production d'éthanol cellulosique est pourvue en lignine riche en carbone, qui a diverses utilisations potentielles. L'utilisation la plus courante consiste à brûler les solides pour fournir du combustible pour le procédé de conversion de l'éthanol. La lignine a de nombreuses autres utilisations, mais elles ne sont généralement pas viables sur le plan commercial ou économique. Les eaux usées sont également produites par la colonne de distillation et sont traitées sur place. La Figure 8 présente un diagramme du procédé qui illustre toutes les étapes de la production d'éthanol cellulosique, et les sections suivantes fournissent des détails supplémentaires sur chaque étape.

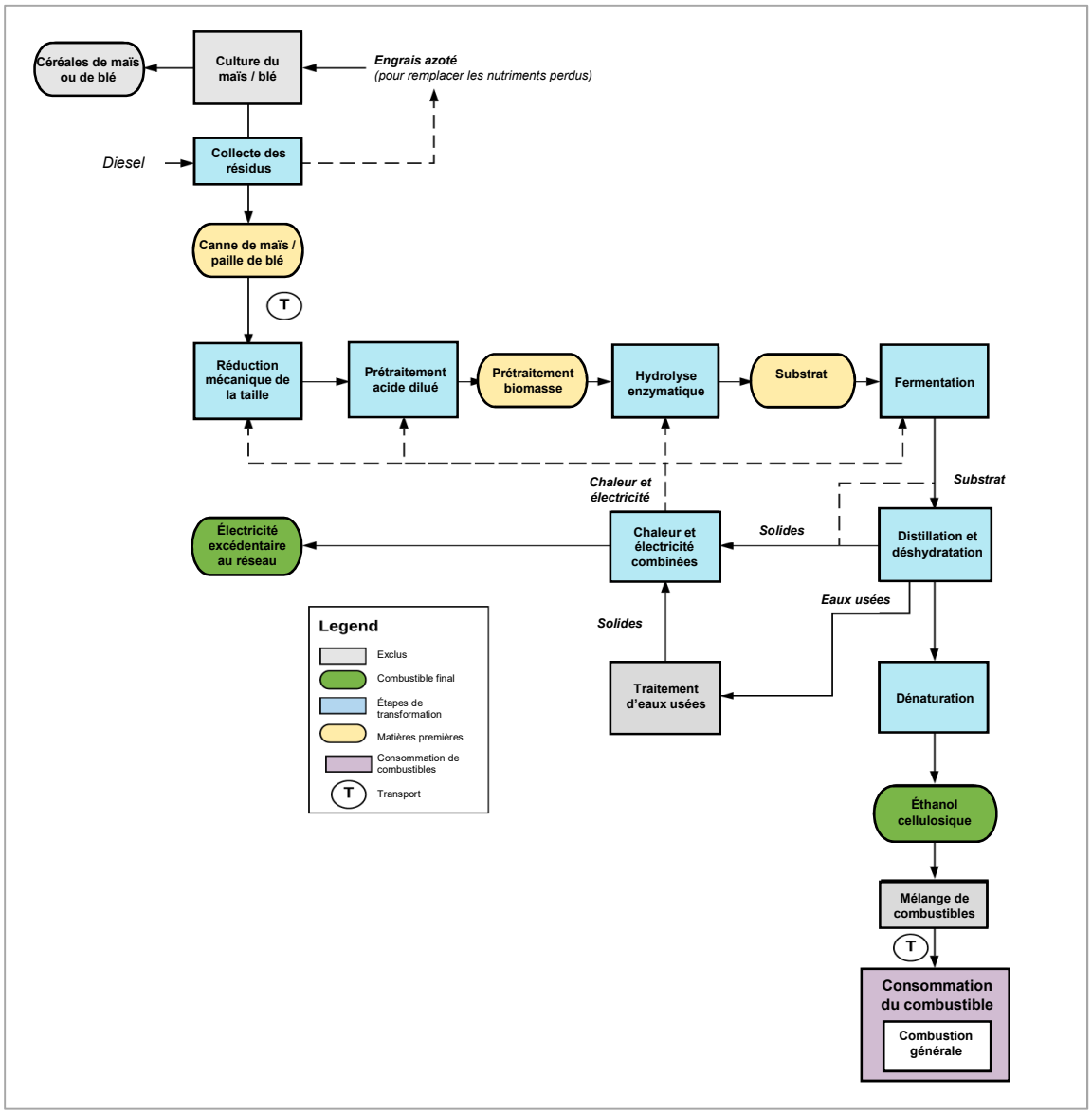



**Figure 8 : Diagramme du procédé de production d'éthanol cellulosique**

Les données relatives à la raffinerie d'éthanol cellulosique, du prétraitement à la production d'éthanol et d'autres étapes du procédé, ont été obtenues à partir d'une étude réalisée en 2011 par le National Renewable Energy Laboratory (Humbird, et coll., 2011). Cette étude a pris pour hypothèse une usine d'une capacité de 773 000 tonnes américaines sèches (701 253 MT) de cannes de maïs traitées par an, avec un rendement théorique de 76 % d'éthanol ou 79 gallons d'éthanol par tonne sèche de canne de maïs. Cela donne un rendement annuel de 61 067 000 gallons d'éthanol, ou 231 163 741 litres. Cette analyse suit les mêmes hypothèses que l'étude du NREL. La paille de blé a une composition en sucre différente de celle de la canne de maïs, notamment l'absence de saccharose et des fractions plus élevées de glucane (cellulose) et de xylane qui donnent plus de sucre fermentable par kilogramme d'intrant de matière première. Cependant, la paille de blé contient également une fraction de lignine plus élevée que la canne de maïs et, comme il est indiqué précédemment, il a été démontré que la lignine inhibe l'hydrolyse enzymatique et la fermentation des sucres (Saha, Iten, Cotta et Wu, 2005). Cette étude a modélisé la filière de la paille de

blé à l'éthanol, avec les mêmes hypothèses d'efficacité de conversion pour les sucres produits par la canne de maïs dans l'étude du NREL, mais avec une teneur en sucre plus faible de la paille de blé. Par conséquent, le rendement de l'éthanol à partir de la même quantité de paille de blé (773 000 tonnes américaines sèches) sera de 57 508 000 gallons d'éthanol, ou 217 694 000 litres, avec un rendement théorique de 72 %, soit 74 gallons d'éthanol par tonne d'essai de paille de blé, ce qui est conforme aux conclusions d'autres études sur la conversion de la paille de blé en éthanol avec prétraitement à l'acide dilué et hydrolyse enzymatique, compte tenu du rendement en sucre plus faible de la paille de blé par rapport à la canne de maïs (Novy, Longus et Nidetzky, 2015).

**Prétraitement à l'acide dilué**

L'étape de prétraitement dans la production d'éthanol cellulosique libère le glucose de la cellulose, les hémicelluloses et la lignine dans la paroi cellulaire. Il existe des douzaines de techniques de prétraitement brevetées, notamment l'ajout d'acides ou de bases à la matière première, l'exposition de la matière première à une température ou une pression élevée, la séparation mécanique et des combinaisons de toutes ces techniques (Sinistore, 2012).

L'une des méthodes de prétraitement les plus courantes et les mieux développées est appelée acide dilué (AD) (Cronin, et coll., 2017; Mupondwa, 2017). Dans cette méthode, l'acide sulfurique dilué ($H_2SO_4$) est combiné avec la biomasse à haute température pendant une courte période. Une fois ce procédé terminé, de l'ammoniac ($NH_4$) est ajouté à la boue prétraitée pour augmenter son pH d'environ 1 à 5 en vue de l'hydrolyse enzymatique. Les données relatives au prétraitement à l'AD proviennent d'une étude réalisée en 2011 par le National Renewable Energy Laboratory (Humbird, et coll., 2011). Des détails sur les rendements de conversion entre la biomasse en sucre et le sucre en éthanol se trouvent à l'annexe A. Les intrants globaux au prétraitement, à l'hydrolyse enzymatique et à la fermentation sont résumés dans le Tableau 42. Les données de l'inventaire du cycle de vie de ces intrants, autres que les matières premières, ont été obtenues du modèle GREET (Wang, Han, Dunn, Cai et Elgowainy, 2012).

**Hydrolyse enzymatique et fermentation**

L'étude du NREL de 2011 a également précisé les intrants utilisés pour la fermentation (Humbird, et coll., 2011). Comme il est indiqué ci-dessus, un organisme différent est utilisé pour la fermentation dans la production de cellulose. L'hypothèse de cette étude est l'utilisation de *Zymomonas mobilis* recombinant. Les rendements de conversion des sucres en C6 et C5 en éthanol sont de 90 % et 80 %, respectivement, lorsque le prétraitement à l'AD est utilisé. Il faut noter que différentes méthodes de prétraitement conduisent à des rendements d'éthanol différents à partir des sucres en C6 et C5. L'hydrolyse enzymatique se produit dans un réacteur continu dans lequel la biomasse prétraitée est combinée aux cellulases et chauffée. Ce procédé produit une boue partiellement hydrolysée. L'hydrolyse est réalisée par lots dans des bioréacteurs parallèles, après quoi la boue résultante est refroidie. En préparation de la fermentation, la boue refroidie est inoculée avec le microorganisme. Le temps de séjour complet est d'environ cinq jours. Les enzymes cellulosiques peuvent être produites sur place ou achetées à des fournisseurs extérieurs. L'étude du NREL modélise la production d'enzymes sur place. Alors que certaines technologies comportent une étape

supplémentaire permettant de séparer les sucres en C5 et C6 pour la fermentation dans différents réacteurs, l'étude du NREL suppose une co-fermentation.

**Tableau 42 : Intrants au prétraitement, à l'hydrolyse et à la fermentation**

| Intrants |
|---|
| Matière première (canne de maïs ou paille de blé) |
| Acide sulfurique (93 %) |
| Ammoniac |
| Maïs, eau de trempage |
| Phosphate de diammonium |
| Sorbitol |
| Glucose |
| $SO_2$ |
| Nutriments enzymatiques |
| Caustique |
| Chaux |
| Produits chimiques des tours de refroidissement |
| Eau douce |

**Distillation, déshydratation et dénaturation, traitement des coproduits et des eaux usées**

L'étude du NREL de 2011 a également précisé les intrants utilisés pour la distillation, la déshydratation et la dénaturation. La distillation utilise une colonne de distillation (similaire à celle utilisée pour la séparation des combustibles fossiles liquides) pour séparer l'éthanol, l'eau et les solides résiduels. La distillation ne peut toutefois retirer que 95 % de l'eau, et le mélange azéotropique restant doit être déshydraté en éthanol à 99,5 %, à l'aide d'un tamis moléculaire en phase vapeur qui adsorbe l'eau et permet à l'éthanol de passer au travers. Les solides qui résultent de la distillation sont riches en lignine et contiennent quelques sucres. Comme il est indiqué ci-dessus, le traitement le plus courant des solides consiste à les brûler dans une installation de cogénération, afin de produire la chaleur et l'électricité nécessaires à la production d'éthanol cellulosique. La distillation produit également des eaux usées liquides qui doivent être traitées. Comme cette eau est riche en sucres, elle est digérée en anaérobiose pour produire du méthane qui peut être brûlé avec les solides de la lignine pour produire de la chaleur et de l'énergie supplémentaires pour la production d'éthanol. Cette combustion donne souvent lieu à un excédent d'électricité qui peut être exporté vers le réseau local. Comme il est indiqué dans la section sur l'attribution, l'attribution est évitée pour ce coproduit en appliquant une expansion du système ou un remplacement de l'électricité du réseau. Selon l'étude du NREL (Humbird, et coll., 2011), la quantité totale d'électricité produite par la cogénération pour la taille de l'usine d'éthanol modélisée est de 41 MW par année. Il en résulte une production totale de 1 437 833 GJ par an, alors que la demande annuelle d'électricité de l'usine d'éthanol est de 873 830 GJ. On suppose que la différence est exportée vers le réseau pour remplacer l'intensité moyenne en carbone du réseau canadien sur une base de MJ à MJ.

**Transport des matières premières et des combustibles et mélange et distribution des combustibles**

Un aperçu de la modélisation pour le transport des matières premières et des combustibles se trouve à l'annexe B. Un facteur important dans le mélange des combustibles est que, avant de quitter l'installation de production d'éthanol, l'éthanol est dénaturé en y ajoutant de 2 à 5 % d'essence ordinaire. Le mélange ultérieur à la qualité de carburant donne les mélanges communs d'E10 (10 % d'éthanol et 90 % d'essence) et d'E85 (85 % d'éthanol et 15 % d'essence). Bien que l'E85 ne soit plus utilisé au Canada (il n'y a plus de pompes disponibles pour ce mélange de carburant), les mélanges d'E15 sont de plus en plus courants aux États-Unis et pourraient être utilisés au Canada à l'avenir. Cette application ne prend toutefois en considération que la production de carburant non mélangé (« pur »).

Le transport des matières premières et de l'éthanol cellulosique final se fera en grande partie par camion et par chemin de fer. Pour modéliser ce transport, nous utiliserons les processus unitaires par camion et par train qui ont été créés à l'étape clé 2 pour saisir les émissions en amont et les émissions de combustion associées à ces modes de transport.

*Combustion d'éthanol cellulosique*

Au point de combustion, tout le carbone du carburant à base d'éthanol cellulosique est du carbone biogène, et non du carbone fossile. Par conséquent, la combustion de ce carbone n'entraîne pas d'ajout net aux émissions fossiles du carburant. De cette façon, les émissions de combustion de l'éthanol cellulosique (pur, non mélangé) sont nulles. La combustion de l'éthanol cellulosique peut produire du méthane et d'autres types d'émissions de GES, et ces émissions dépendent de l'efficacité de la combustion du moteur dans lequel le carburant est brûlé et du mélange de carburant qui est brûlé. En tant que référence, les coefficients d'émission pour le méthane (0,14 g/L, 6,03E-06 kg/MJ) et l'oxyde nitreux (0,022 g/L, 9,47E-07 kg/MJ) ont été utilisés dans le Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018) pour le bioéthanol. Ces coefficients d'émission du RIN reposent à leur tour sur l'essence ordinaire. Les caractéristiques de l'éthanol (quelle que soit la matière première) se trouvent dans le Tableau 43.

**Tableau 43. Caractéristiques de l'éthanol (gouvernement du Canada, 2018).**

| Combustible | Application | Densité | Pouvoir calorifique supérieur | Teneur en carbone | $CO_2$ biogène (g/L de combustible) |
|---|---|---|---|---|---|
| Éthanol | Combustible pour le transport | 789,3 kg/m$^3$ | 29,67 kJ/g | 52,14 % | 1 508 |

### 6.2.4 Résultats de l'intensité en carbone de l'éthanol cellulosique

*Intensités en carbone*

Les intensités en carbone de l'éthanol à base de canne de maïs et de paille de blé, totales et par étape du cycle de vie, sont indiquées dans le Tableau 44. Étant donné que tous les besoins en chaleur et en électricité de l'installation sont couverts par la

cogénération alimentée par les coproduits de la production d'éthanol et que ces produits ne contiennent que du carbone biogène, les impacts des GES sont supposés être nuls pour la cogénération. Il faut noter que les nombreuses émissions de GES figurant dans ce tableau ne sont pas nulles, mais comme les valeurs sont inférieures à 1 % de l'impact, elles sont indiquées comme étant nulles. Cela peut avoir une incidence sur les sommes en raison des arrondis.

Les principaux intrants des autres étapes de la production d'éthanol sont les produits chimiques utilisés pour traiter la biomasse (p. ex. l'acide sulfurique) et la production sur place de la cellulase pour l'hydrolyse enzymatique. Des études antérieures ont exclu la production de cellulase dans certains cas en raison du manque de données disponibles sur la production (Kaufman, Meier, Sinistore et Reinemann, 2010). Les émissions de GES provenant de la production de cellulase sur place proviennent du modèle GREET. Il ressort clairement des résultats ci-dessous que le crédit accordé pour le remplacement de l'électricité du réseau canadien est un facteur important de l'IC globale de l'éthanol cellulosique, car il compense toutes les émissions provenant de la production agricole et industrielle. Les mêmes crédits sont appliqués dans les ACV bien établies de la production d'éthanol de canne à sucre pour le coproduit de l'électricité produite par la combustion de la bagasse pour la chaleur et l'électricité du procédé, l'excédent étant exporté vers le réseau local (Wang, Han, Dunn, Cai et Elgowainy, 2012). Des études antérieures reconnaissent qu'il est irréaliste de supposer qu'aucune électricité n'est exportée vers le réseau et elles ont également utilisé diverses hypothèses concernant la quantité d'électricité exportée vers le réseau (Kaufman, Meier, Sinistore et Reinemann, 2010). Si la part des énergies renouvelables à faible intensité en carbone augmente avec le temps, le crédit attribué au système d'éthanol cellulosique diminuera. Sans ce crédit, les IC de l'éthanol à base de canne de maïs et de paille de blé seraient respectivement de 31 et 32 g d'éq. $CO_2$/MJ PCS, ce qui est nettement plus élevé que les valeurs négatives du tableau ci-dessous. En outre, il est plus élevé que les impacts des combustibles fossiles du berceau à la porte, mais en raison de la teneur en carbone biogène, il est inférieur aux impacts des combustibles fossiles brûlés. Étant donné qu'il n'y a pas d'installation d'éthanol cellulosique à l'échelle commerciale actuellement en activité au Canada, ce crédit d'électricité n'est pas pris en compte dans la modélisation du réseau énergétique canadien.

La production des matières premières contribue à plus de 1 % de l'IC totale, mais les étapes telles que le transport et la distribution des matières premières et des combustibles ne contribuent pas de manière significative (moins de 1 %) à l'IC globale de l'éthanol cellulosique provenant soit de la canne de maïs, soit de la paille de blé. L'évaluation de l'incertitude pour l'éthanol à base de canne de maïs et de paille de blé est présentée dans le Tableau 45. L'incertitude est présentée sur la base de l'incertitude par rapport aux données sous-jacentes. Le titre 2,5 % indique l'intervalle interquartile d'incertitude, tandis que le titre 97,5 % indique l'intervalle interquartile multiplié par 1,5. CV correspond au coefficient de variance. Cette analyse de l'incertitude de l'éthanol de canne de maïs indique que la fourchette des IC se situe entre -44 et 15 g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol de canne de maïs PCS, ce qui indique une grande variabilité potentielle du résultat. De même pour l'éthanol de paille de blé, l'analyse de l'incertitude révèle une grande variabilité, la fourchette des IC potentielles se situant entre -33 et 18 g d'éq. $CO_2$/MJ.

**Tableau 44 : Intensités en carbone de l'éthanol à base de canne de maïs et de paille de blé, totales et par étape du cycle de vie**

| Étape du cycle de vie | g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol de canne de maïs PCS | g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol de paille de blé PCS |
|---|---|---|
| Production de canne de maïs | 2,5 | - |
| Production de paille de blé | - | 1,9 |
| Transport des matières premières | 1,9 | 2,0 |
| Prétraitement | 2,0 | 2,1 |
| Hydrolyse enzymatique et fermentation de canne de maïs | 24 | - |
| Hydrolyse enzymatique et fermentation de paille de blé | - | 25 |
| Distillation et déshydratation | 0,0 | 0,0 |
| Services publics de stockage des eaux usées | 0,0 | 0,0 |
| Crédit pour l'électricité exportée de la combustion de lignine | -38 | -41 |
| Distribution des combustibles | 0,8 | 0,8 |
| Combustion des combustibles | 0,4 | 0,4 |
| **Total** | **-6,4** | **-8,8** |

Il faut noter que certaines valeurs semblent être nulles, car le nombre de chiffres significatifs dans ces résultats est limité à 2.

**Tableau 45: Analyse de l'incertitude pour l'éthanol de canne de maïs et de paille de blé**

| Éthanol cellulosique, de canne de maïs (g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol de canne de maïs PCS) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **IC** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart type** | **CV** | **2,50 %** | **97,50 %** | **Erreur -type** |
| -6,9 | -9,1 | -7,6 | 18,8 | -161 % | -43,8 | 15,0 | 0,00033 |
| **Éthanol cellulosique, de paille de blé (g d'éq. $CO_2$/MJ d'éthanol de paille de blé PCS)** | | | | | | | |
| **IC** | **Moyenne** | **Médiane** | **Écart type** | **CV** | **2,50 %** | **97,50 %** | **Erreur -type** |
| -8,8 | -10,8 | -8,5 | 17,6 | -164 % | -32,5 | 17,5 | 0,00039 |

### 6.2.5 Lacunes et limites des données sur l'éthanol cellulosique

Lors de la préparation du rapport et des valeurs de l'IC de l'éthanol cellulosique, un certain nombre de lacunes et de limites par rapport aux données ont été mises en évidence afin d'éclairer les recherches futures, dont les suivantes :

- L'absence d'un modèle de procédé spécifique au Canada pour la production d'éthanol cellulosique, ce qui a nécessité l'utilisation d'une étude américaine suffisamment citée : il faut noter que les conditions et la technologie de transformation de l'éthanol cellulosique ne devraient pas varier en fonction de l'emplacement de l'usine d'éthanol (p. ex. le Canada par rapport aux États-Unis), mais plutôt en fonction de la technologie et de la propriété intellectuelle propres à l'entreprise qui participe à la production. Si des entreprises disposant de technologies viables s'appliquent à produire de l'éthanol cellulosique à l'échelle commerciale (p. ex. 25 millions de gallons par an ou plus), alors leur technologie pourrait être utilisée pour améliorer la modélisation d'un scénario de production d'éthanol cellulosique au Canada.
- Une modélisation spatialement explicite des cultures pour déterminer les émissions de GES, telles que le $N_2O$, provenant du changement des sols et du carbone du sol (p. ex. émission

ou séquestration au fil du temps), résultant de l'enlèvement de la canne et de la paille et de l'ajout d'engrais remplaçant l'azote : Les équations de niveau 2 du GIEC ont été utilisées pour estimer les émissions de GES provenant de l'application d'engrais azotés, ce qui est une méthode acceptable et bien documentée, mais une précision supplémentaire a pu être ajoutée grâce à une modélisation spatialement explicite des cultures qui ne correspondait pas à la portée ou au calendrier de ce projet.

- Une modélisation spatialement explicite des cultures pour déterminer les changements de carbone organique du sol au fil du temps en raison de l'enlèvement de la canne de maïs et de la paille de blé.
- La documentation sur l'intrant de phosphate de diammonium (DAP) par kg de matière première traitée pendant l'hydrolyse enzymatique et la fermentation n'était pas suffisamment détaillée dans le document de procédé du NREL pour déterminer les quantités exactes requises.

## 6.3 Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)

### 6.3.1 Limites et descriptions du système du DRPH

Le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) est un type de diesel renouvelable ou « vert » qui est produit à partir de la même matière première que le biodiesel à l'aide d'un procédé différent. La composition du combustible qui en résulte est similaire à celle du diesel à base de pétrole, avec principalement des hydrocarbures de chaîne droite saturée (C12-C18). Alors que le biodiesel est produit par transestérification et produit du glycérol comme coproduit, le DRPH est produit par hydrotraitement avec les coproduits du propane d'origine biologique, du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone ($CO_2$). Le DRPH est produit à partir d'une grande variété de matières premières d'origine biologique, bien que les plus courantes soient les graisses et les déchets animaux (p. ex. le suif et la graisse jaune) et les huiles végétales (p. ex. le canola, le soja et la palme). Le rendement de la production ne varie pas de manière importante en fonction du type de matière première utilisée (Ressources naturelles Canada, 2012).

Le DRPH peut être produit à partir de graisses et d'huiles, car ils sont composés principalement de triglycérides qui ont un squelette de glycérol et trois acides gras. C'est la longueur de la chaîne aliphatique et le degré de saturation des acides gras qui déterminent les propriétés du produit de DRPH final telles que l'écoulement à froid, la densité et le contenu énergétique. Contrairement au biodiesel, le DRPH peut être produit à partir d'une gamme plus large de matières premières, car il produit des hydrocarbures entièrement saturés qui ne sont pas sensibles à une instabilité oxydative et, lors de l'hydrotraitement, les acides gras libres peuvent être convertis en paraffine tandis que dans le traitement du biodiesel, ces acides peuvent réagir avec des catalyseurs alcalins pour créer des savons. Le DRPH peut également tirer parti des technologies de raffinage existantes utilisées dans les raffineries classiques pour désulfurer les distillats fractionnés comme le combustible diesel. Le DRPH est actuellement produit en quantités commerciales par Neste à Porvoo, en Finlande; à Rotterdam, aux Pays-Bas; et à Singapour, ainsi que par REG à Geismer, en Louisiane, aux États-Unis, mais pas encore à l'échelle commerciale au Canada (McCormick et Alleman, 2016).

Les procédés liés au DRPH qui seront inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumés dans le Tableau 46. La principale différence entre les deux est que le DRPH à partir de l'huile de canola sera produit au Canada et que le DRPH à partir de l'huile de palme est importé comme combustible fini.

**Tableau 46. Résumé des filières de combustibles issus de DRPH, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue.**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| DRPH (produit au Canada) | • Huile de canola (canadien) | • Hydrotransformation<br>• Hydrotraitement | • Combustible pour le transport |
| DRPH (importé) | • Huile de palme | • Hydrotransformation<br>• Hydrotraitement | • Combustible pour le transport |

Des descriptions plus détaillées de ces combustibles ainsi qu'un aperçu de l'approche de modélisation et un résumé des sources de données qui ont été utilisées pour développer l'inventaire du cycle de vie (ICV) pour le DRPH se trouvent dans les sections ci-dessous.

### *Cultures*

Le DRPH peut être produit à partir d'une grande variété de matières premières, mais le principal intérêt de cette analyse est l'utilisation de l'huile de canola provenant du canola cultivé au Canada et du DRPH importé dérivé de l'huile de palme. La production d'huile de canola est un marché établi au Canada, la production est donc basée sur des informations concernant la production actuelle de canola au Canada. L'huile de palme n'est pas produite au Canada et, à l'heure actuelle, tout le DRPH produit à partir de l'huile de palme pour être utilisé au Canada est importé. Par conséquent, l'évaluation du DRPH dérivé de l'huile de palme sera basée sur la documentation relative à la production de DRPH à partir d'huile de palme en dehors du Canada.

Dans le cadre de la modélisation à l'étape clé 3 visant à développer des filières par défaut pour le DRPH dérivé d'huile de canola, la production a été modélisée à l'échelle provinciale, de la plantation à la récolte du canola et à l'extraction de l'huile. Les données de l'ICV issues de ces travaux seront utilisées pour modéliser la production de matières premières pour l'huile de canola en répartissant les émissions de GES en amont associées à la culture du canola entre le produit d'huile de canola et le coproduit de tourteau restant. Cette attribution a été effectuée sur la base du contenu énergétique du produit d'huile primaire et du coproduit de tourteau restant.

### *Canola*

L'huile de canola est un coproduit de la culture du canola. L'huile est pressée à partir des graines du canola, laissant le tourteau protéique. La production de matières premières pour le canola est basée sur la répartition des émissions de GES de la culture du canola canadien entre l'huile et les autres produits. Les données agricoles en amont ont été élaborées dans le cadre d'un effort de modélisation distinct au sein de M3 et elles sont résumées à la section 4. Les données détaillées de l'ICV sur la production canadienne de canola, ventilées par province, ont été compilées par Nathan Pelletier (Ph. D.) à partir des rapports de la CRSC (http://sustainablecrops.ca/). Ces données comprennent les émissions de GES associées aux activités du berceau à la

porte de la ferme, y compris les intrants du combustible, les intrants chimiques (p. ex. engrais et pesticides), et les émissions sur le terrain associées aux pratiques de gestion des cultures (p. ex. le travail du sol et la mise en jachère).

*Huile de palme*

Le palmier à huile est cultivé dans des climats tropicaux, dans des endroits comme la Malaisie, l'Afrique centrale et le Brésil. Étant donné que l'importation du DRPH à partir d'huile de palme provient principalement de Singapour, la production malaisienne a été sélectionnée comme étant la plus représentative de l'huile de palme utilisée dans la production du DRPH. La culture du palmier à huile ne produit pas seulement de l'huile de palme, mais aussi des amandes de palme (à partir desquelles on peut faire de l'huile de palmiste) et la production de biogaz à partir des effluents des usines d'huile de palme (EUHP). De plus, la production d'huile de palme permet de produire des fibres, des coquilles et des fruits vides qui sont brûlés pour produire de la chaleur et de l'électricité dans l'usine d'huile de palme (Usitalo, et coll., 2014).

Étant donné que le DRPH dérivé de l'huile de palme n'est pas produit au Canada, ce rapport ne donne qu'une intensité en carbone (IC) finale pour l'huile de palme basée sur des sources documentaires pour le DRPH de palme produit dans la région de Singapour, sur la base d'une étude de 2014 sur le diesel renouvelable à partir d'huile de palme (Usitalo, et coll., 2014).

### 6.3.2 Approche de modélisation du DRPH

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles à base de DRPH, ainsi qu'une présentation des principales questions méthodologiques à aborder dans la modélisation.

*Développement de modules de processus unitaires*

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consiste à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Pour le DRPH, les principaux modules de la modélisation sont la production régionale d'huile de canola au Canada ou d'huile de palme en Malaisie, le transport des matières premières, le prétraitement, le déparaffinage catalytique, l'hydrotraitement, le transport du combustible, le mélange et la distribution, et la combustion. Les différences régionales dans la production des matières premières reflètent les différentes applications des intrants tels que les engrais et les différents rendements en fonction de l'emplacement. Les principaux modules sont illustrés dans la Figure 9.

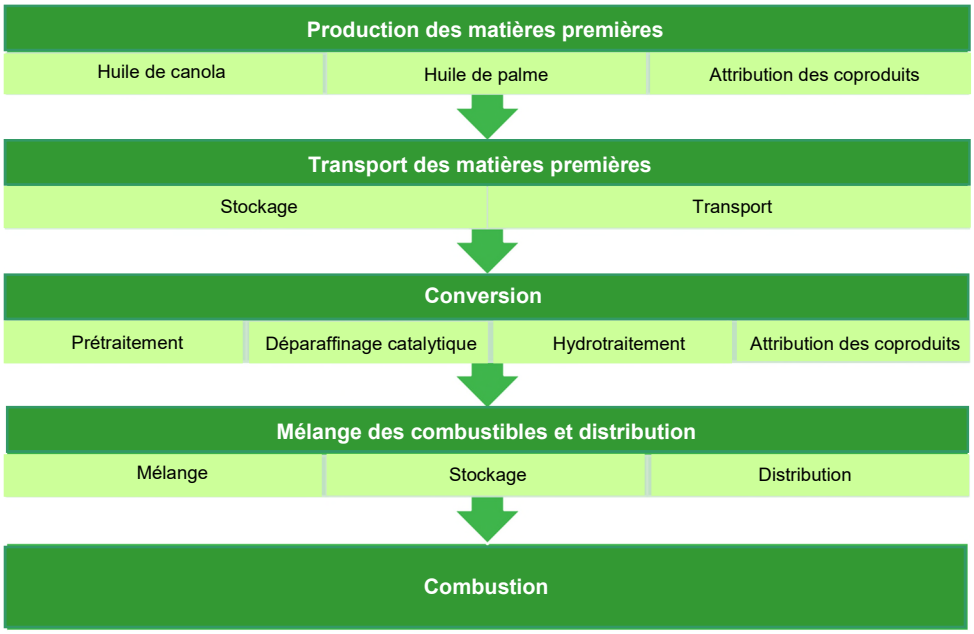



**Figure 9 : Modules de la filière du DRPH**

### *Variation régionale*

Les variations régionales affectent le rendement et les émissions des sols des différentes cultures et donc les intensités en carbone des combustibles qui en résultent. Les pratiques de gestion des cultures qui varient d'une région à l'autre, telles que les pratiques de travail du sol et les taux d'application d'engrais et de pesticides, auront une influence sur les émissions de GES en plus des variations météorologiques et pédologiques dans l'espace et le temps. La production de combustible à base de DRPH est moins touchée par la régionalisation, car les technologies liées à la production n'ont pas besoin de varier selon l'endroit. La principale source de variation régionale pour la production de combustible est le réseau d'électricité d'où est tirée l'énergie nécessaire au procédé de conversion. La distance que les matières premières doivent parcourir pour atteindre une installation de production de DRPH variera également.

Étant donné qu'au moment de la rédaction du présent document, il n'existe pas d'installation de production d'huile de canola à l'échelle commerciale pour la production de DRPH au Canada, cette distance est basée sur des hypothèses concernant les emplacements d'usines théoriques et elle est décrite plus en détail dans la description de la modélisation du transport[11]. La variation régionale de la production végétale est saisie par la modélisation de la production végétale par UR, qui a été développée par AAC et ECCC comme la plus petite unité spatiale à laquelle les données sur les activités sur la production végétale pourraient être harmonisées (S&T2 Consultants Inc., 2017c). En ce qui concerne les systèmes énergétiques d'arrière-plan, les intensités en carbone du réseau d'électricité sont disponibles à l'échelle provinciale sur la base des travaux réalisés à l'étape clé 2, tout comme certains combustibles (p. ex. le diesel), et

[11] Selon les données fournies par ECCC sur le biodiesel et le DRPH importés et produits localement au Canada, aucun DRPH n'a été produit au Canada entre 2013 et 2017, bien qu'il ait été importé des Pays-Bas, de Singapour et des États-Unis.

ils ont été intégrés dans les processus unitaires disponibles pour la modélisation des combustibles à faible intensité en carbone.

### *Attribution aux coproduits*

Il existe un point important de l'attribution aux coproduits entre l'huile de canola et le reste des graines de canola, également appelé tourteau.

Aux étapes clés 1 et 2, il a été établi, à la suite de discussions avec ECCC, que l'intensité carbone en amont serait attribuée aux coproduits en fonction de leur contenu énergétique. Des efforts ont été faits pour utiliser cette approche de manière cohérente dans les travaux de modélisation de l'étape clé 3; cependant, en utilisant l'approche des modules pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, la capacité de choisir différentes approches d'attribution sera intégrée dans l'outil. Dans la production de canola, tous les intrants du système agricole sont nécessaires pour produire à la fois l'huile et les autres parties de la graine. L'attribution entre l'huile et le tourteau s'aligne sur la méthode utilisée à la section sur le biodiesel à partir d'huile de canola en utilisant une attribution énergétique. L'attribution en fonction de la masse et du contenu énergétique des produits respectifs est possible et est conforme aux lignes directrices de la norme ISO 14044 sur l'attribution, car elle représente une relation physique entre les produits. L'utilisation du remplacement nécessiterait la détermination d'un produit approprié qui serait remplacé par la production du tourteau, ce qui n'est pas aussi simple qu'avec, par exemple, la répartition des coproduits dans l'éthanol de grains de maïs entre l'éthanol et les drêches de distillerie. Dans ce cas, les drêches de distillerie peuvent remplacer la production d'autres types d'aliments destinés à la consommation animale. Dans le cas de l'huile de canola, le coproduit, le tourteau protéique de canola, est couramment utilisé dans l'alimentation des animaux aujourd'hui, indépendamment de l'utilisation de l'huile de canola. Il est difficile de justifier que la production de ce tourteau remplace d'autres produits sur le marché parce qu'il existe un marché établi pour le tourteau d'huile de canola. Dans cette étude, le contenu énergétique a été choisi pour être réparti entre l'huile de canola et le tourteau. Dans le futur modèle qui sera construit, l'utilisateur pourra modifier la méthode d'attribution aux coproduits utilisée.

Un autre point où l'attribution peut se faire est à l'installation de production du DRPH entre le DRPH comme produit primaire et les coproduits du biopropane, le CO et le $CO_2$. Il est peu probable que le CO ou le $CO_2$ soient vendus en tant que coproduits de valeur, mais le biopropane peut être utilisé comme combustible pour remplacer le propane classique, c'est pourquoi une méthode de remplacement a été utilisée pour prendre en compte ce coproduit. Dans ce cas, la production du biopropane remplace les émissions de GES de la production (hors combustion) de propane canadien classique, comme elles sont calculées à l'étape clé 2. Une étude de 2017 sur l'extraction du biopropane dans les installations de DRPH ou de diesel renouvelable a révélé que, sur les douze installations en activité dans le monde, une seule pouvait confirmer qu'elle produisait du biopropane en 2017 (Johnson E., 2017).

### *Carbone biogène et changement d'utilisation des terres*

Conformément à la politique du gouvernement du Canada en matière de carbone biogène, telle qu'elle est présentée dans le Rapport d'inventaire national (RIN) du Canada (gouvernement du Canada, 2018), le carbone biogène émis par la combustion du DRPH et de son coproduit, le biopropane, est supposé être nul et il ne contribuera

donc pas aux émissions de GES du combustible. Le bilan carbone à l'entrée et à la sortie du système a été évalué afin d'assurer le bilan massique.

Les émissions de carbone associées au changement direct d'utilisation des terres ont été incluses dans les cas où la production des matières premières nécessite la conversion de terres d'une utilisation existante à une production de bioénergie. Cette question est traitée à la section 4. Dans le cas des cultures annuelles qui sont déjà produites au Canada, y compris le canola, le changement direct de l'utilisation des terres n'est pas inclus parce qu'il n'y a pas de changement d'utilisation des terres. Le changement d'utilisation des terres indirect est exclu des calculs de l'intensité en carbone. Tout changement dans les pratiques de gestion des terres résultant de la production végétale destinée aux biocombustibles est inclus dans cette analyse, mais ces changements dans la gestion des cultures n'ont pas été observés pour la production d'huile de canola pour le DRPH par rapport à la production d'huile de canola pour d'autres utilisations. Les informations sur le changement d'utilisation des terres qui pourrait se produire pour la production de DRPH à base d'huile de palme font défaut et constituent une lacune par rapport aux données de cette étude.

### 6.3.3 Inventaire du cycle de vie du DRPH

*Canola*

**Production agricole et extraction d'huile**

Le canola (*Brassica napus*), également appelé colza, est une culture couramment produite au Canada comme huile comestible et pour la production de biodiesel. La production des matières premières pour le canola est basée sur la répartition des émissions de GES de la culture canadienne du canola entre l'huile et d'autres produits tels que le tourteau de canola. L'attribution énergétique à l'huile de canola est de 72 %. Les intrants et les extrants de la production de canola se trouvent à la section 4 sur la production agricole.

L'huile de canola est extraite des graines par broyage et extraction au solvant et elle donne environ 40 à 45 % d'huile, le reste (55 à 65 %) étant constitué de tourteaux protéiques utilisés comme aliments destinés à la consommation animale. Le processus d'extraction commence par le nettoyage et le préconditionnement des graines, puis le laminage des graines, leur cuisson et leur pressage pour obtenir un peu d'huile, puis l'extraction de l'huile supplémentaire du tourteau de pression des graines à l'aide d'hexane. L'huile passe ensuite par des procédés d'élimination des solvants et de grillage (Newkirk, 2009). Pour produire une tonne d'huile de canola produite, 114,5 kWh d'électricité et 2,34 GJ de gaz naturel sont nécessaires (S&T2 Consultants Inc., 2010).

*Huile de palme*

**Production agricole**

Le palmier (*Elaeis guineensis*) est cultivé dans diverses régions tropicales du monde. Dans le cadre de ces travaux, on suppose que la culture se fait en Malaisie, qui a un climat tropical. Les intrants de culture, tels que les engrais et les pesticides, ainsi que le diesel et l'électricité, suivent les méthodes dans une étude de 2014 sur l'empreinte carbone du DRPH de la culture du palmier à huile (Usitalo, et coll., 2014). En outre, à

partir de cette même étude, la quantité d'huile extraite, les coproduits et la combustion des EUHP pour l'extraction de l'huile ont été utilisés. L'augmentation de la culture du palmier à huile (pour la production de combustible et d'autres applications) entraînerait une augmentation de l'exploitation forestière, la conversion des forêts tropicales et des tourbières et une diminution de la production d'autres cultures comme le caoutchouc et la noix de coco (Usitalo, et coll., 2014). Bien que ce document ait pris en compte le changement indirect d'utilisation des terres, il n'a pas calculé les valeurs de changement direct d'utilisation des terres. Ces émissions liées au changement d'utilisation des terres sont importantes et elles ont été prises en compte dans le cadre de cette étude. Le changement d'utilisation des terres considéré dans l'étude peut résulter du passage des terres de sols tourbeux, de sols minéraux tropicaux ou de prairies tropicales à la production de palmiers à huile. La couverture terrestre dominante en Malaisie est la forêt dense, qui est une combinaison de la forêt marécageuse tourbeuse et de la forêt tropicale (environ 60 % au total), mais les données manquent pour délimiter la forêt marécageuse tourbeuse et la forêt tropicale humide (géographie de la Malaisie, 2019; Butler, 2019). En 2012, l'huile de palme couvrait 15,4 % de la superficie totale de la Malaisie, ce qui rend difficile de déterminer si toute l'huile de palme récoltée pour la production de DRPH à Singapour en vue de son exportation au Canada a entraîné un changement d'utilisation des terres ou si une partie de cette huile de palme provenait de plantations de palmiers existantes qui sont en production depuis 20 ans ou plus (production d'huile de palme en Malaisie, 2019). Par conséquent, les deux facteurs de changement d'utilisation des terres provenant de la forêt marécageuse tourbeuse et de la forêt tropicale sont pris en compte dans cette étude, l'approche la plus prudente étant de prendre le plus élevé des deux facteurs.

L'extraction de l'huile de palme commence par la séparation du fruit de la fibre. Le fruit est ensuite pressé pour produire l'huile de palme brute, qui est clarifiée en huile de palme filtrée. Comme il est mentionné ci-dessus, puisque le DRPH dérivé de l'huile de palme n'est pas produit au Canada, ce rapport ne donne qu'une intensité en carbone (IC) finale pour l'huile de palme basée sur les sources documentaires pour le DRPH d'huile de palme produit dans la région de Singapour à partir d'une étude de 2014 sur le diesel renouvelable issu de l'huile de palme (Usitalo, et coll., 2014). Cette étude ne contient aucune modélisation détaillée de la production d'huile de palme.

### *Production du DRPH*

Le DRPH diffère sensiblement du biodiesel, bien qu'ils aient en commun certaines matières premières. Le DRPH utilise l'hydrotraitement à la vapeur et à l'hydrogène pour créer un combustible ayant un indice de cétane plus élevé (70 à 90, contre 45 à 55 pour le biodiesel), un contenu énergétique plus élevé (44 MJ/kg PCI contre 39 MJ/kg PCI) et en n'utilisant pas la transestérification (Ressources naturelles Canada, 2012). Les deux combustibles doivent respecter les spécifications de l'ATSM et de l'ONGC en matière de mélange, qui comprend certains indices de cétane. La technologie de production envisagée dans cette étude est uniquement un processus autonome, et elle n'inclut pas le co-raffinage en raffinerie de pétrole brut. Les étapes de production du DRPH comprennent le prétraitement de l'huile des matières de base pour éliminer les impuretés, puis l'hydrotraitement à l'hydrogène et à la vapeur. Les produits sont le DRPH, le biopropane, le CO et le $CO_2$. Pour le processus d'hydrotraitement, de l'hydrogène doit être généré, probablement par reformage du méthane à la vapeur, et les eaux usées générées doivent être traitées. La Figure 10 présente un diagramme du

processus qui illustre toutes les étapes de la production du DRPH. Les sections suivantes donnent des détails supplémentaires sur chaque étape.

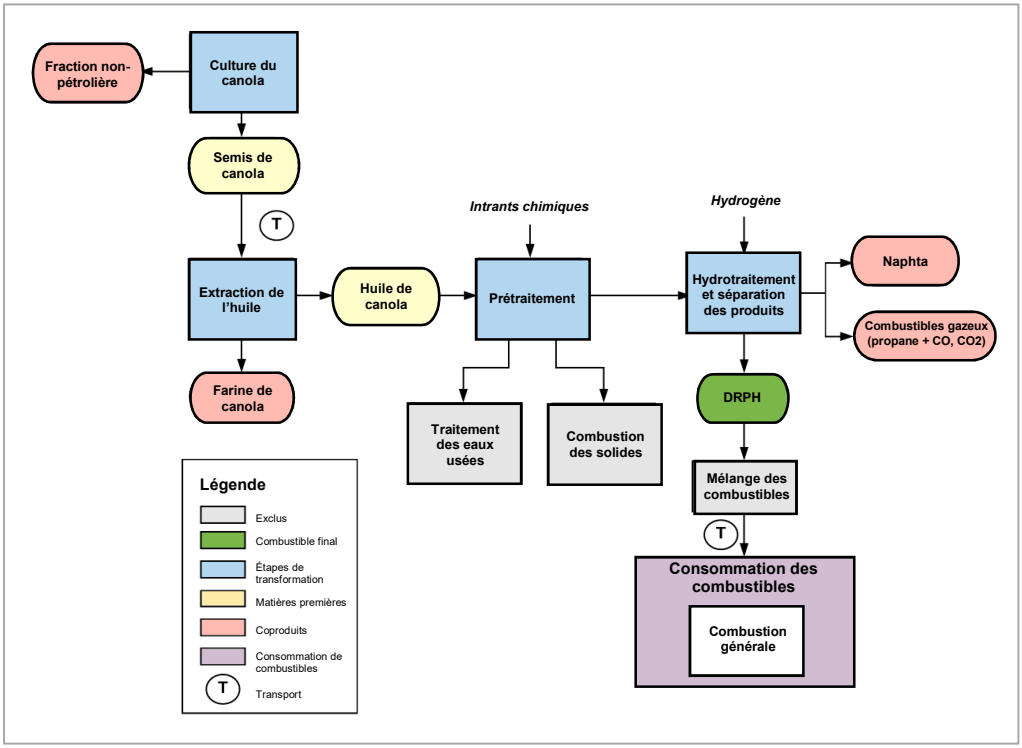



**Figure 10 : Diagramme du procédé de production du DRPH**

Les données relatives à la raffinerie de DRPH à base de canola, du prétraitement à la production de combustible et aux autres étapes du procédé, ont été entièrement obtenues de sources documentaires, dont les suivantes : une étude de 2012 publiée par Ressources naturelles Canada, et une étude de 2014 sur la production de diesel renouvelable (DRPH) à partir d'huile de colza (une variante de l'huile de canola), une feuille de route sur les combustibles renouvelables pour une matière première de biomasse durable et un article de journal publié sur les paramètres d'émissions et la consommation d'énergie du diesel renouvelable (Ressources naturelles Canada, 2012; Usitalo, et coll., 2014; Antares Group, Inc., 2010; Miller et Kumar, 2013). L'étude de Ressources naturelles Canada reconnaît l'huile de canola comme une source importante de matières premières au pays pour la production potentielle de DRPH au Canada, car l'huile de canola n'est actuellement pas utilisée au Canada pour produire du DRPH.

### *Prétraitement*

La production de DRPH commence par un prétraitement de la matière première afin de la préparer pour l'hydrotraitement. La qualité de la matière première détermine si et dans quelle mesure un prétraitement est nécessaire. Le prétraitement est destiné à traiter les métaux alcalins, les phospholipides et les métalloïdes potentiels qui pourraient être présents dans la matière première et qui réduiraient l'efficacité des catalyseurs d'hydrotraitement. Le prétraitement peut inclure l'hydrogénation des chaînes d'acides gras pour réduire le nombre de doubles liaisons dans la chaîne, mais cela n'est pas inclus dans cette modélisation du procédé. Le prétraitement nécessite des intrants d'eau, de produits chimiques, de chaleur et d'électricité, et il produit comme extrants de l'huile

prétraitée, certaines pertes, des eaux usées et des déchets solides. Le Tableau 47 résume les intrants du prétraitement pour lesquels des données étaient disponibles. Les déchets solides peuvent être utilisés pour la production d'énergie. Les eaux usées subissent un traitement des eaux usées. Les données sur la quantité précise de produits chimiques et d'autres intrants autres que l'électricité et le gaz naturel par masse d'huile traitée ou de DRPH produit faisaient défaut dans la documentation (Miller et Kumar, 2013).

**Tableau 47 : Intrants au prétraitement du DRPH**

| Intrants | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| **Électricité** | 2,2 | kWh/MT graines |
| **Vapeur** | 74,3 | kg vapeur/kg graines |
| **Produits chimiques** | inconnue | inconnue |

### *Hydrotraitement*

L'huile prétraitée est alors prête pour l'hydrotraitement. Pendant l'hydrotraitement, de la vapeur et de l'hydrogène sont ajoutés pour aider à convertir les triglycérides de l'huile végétale en hydrocarbures saturés à chaîne droite. Comme cette réaction est exothermique, l'ajout de chaleur n'est pas nécessaire. La réaction produit en fait 160 BTU de chaleur par livre d'huile traitée (Antares Group, 2010). La demande supplémentaire d'électricité est également très faible. Les intrants à l'hydrotraitement du DRPH par litre de DRPH produit se trouvent dans le Tableau 48 (Miller et Kumar, 2013). Les données de l'inventaire du cycle de vie sur la production d'hexane ont également été tirées de la documentation (Miller et Kumar, 2013).

**Tableau 48: Intrants à l'hydrotraitement du DRPH**

| Intrants | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| **Hydrogène** | 0,020 | kg/L DRPH |
| **Électricité** | 0,080 | kWh/L DRPH |
| **Gaz naturel** | 5,6 | MJ/L DRPH |
| **Hexane** | 0,22 | kg/L DRPH |

Les coproduits de ce procédé comprennent le bionaphta, le biopropane, le CO et le $CO_2$. Comme le dioxyde de carbone produit par ce procédé provient de sources de carbone biogène, il n'est pas considéré comme une émission globale de carbone fossile. L'hydrogène est un intrant clé dans la production du DRPH; par conséquent, la production d'hydrogène doit être considérée comme faisant partie du procédé global de production du DRPH. L'hydrogène est souvent produit à l'aide d'un reformeur à vapeur. La production d'hydrogène par reformage sur place avec une IC de la livraison par camion-citerne a été tirée de ces travaux réalisés à l'étape clé 3 (section 9) pour être utilisée dans le calcul de l'IC de production du DRPH.

Le rendement de conversion de l'huile en combustible est d'environ 98 % sur une base énergétique. La consommation d'hydrogène peut être calculée sur la base d'un pourcentage du poids de la matière première utilisée, soit 1,5 fois le pourcentage en poids de la matière première. La production d'hydrocarbures légers (p. ex. le biopropane) représente environ 3,5 % en poids de la masse de la matière première utilisée. On estime que la consommation d'eau est minime pour le procédé d'hydrotraitement (Antares Group, 2010).

*Transport des matières premières et des combustibles et mélange et distribution des combustibles*

Le transport des matières premières vers les producteurs de DRPH et le transport du produit de DRPH final vers les utilisateurs finaux sont décrits et modélisés dans la section du présent rapport sur le biodiesel, afin d'être en accord avec le transport du canola et de l'huile de canola pour la production de biodiesel et dans la distribution de combustibles finis similaires au diesel. Seule la production du combustible pur ou non mélangé est prise en compte dans ce rapport.

Le transport des matières premières et du combustible final se fera en grande partie par camion et par chemin de fer. Pour modéliser ce transport, on utilise les processus unitaires de camion et de train qui ont été créés à l'étape clé 2 pour capter les émissions en amont et les émissions de combustion associées à ces modes de transport.

*Combustion*

Au point de combustion, tout le carbone dans le DRPH comme combustible est du carbone biogène, et non du carbone fossile. Par conséquent, la combustion de ce carbone n'entraîne pas d'ajout net aux émissions fossiles du carburant. De cette façon, les émissions de combustion du DRPH (pur, non mélangé) sont nulles. La combustion du DRPH peut produire du méthane et d'autres types d'émissions de GES, et ces émissions dépendent de l'efficacité de la combustion du moteur dans lequel le DRPH est brûlé et du mélange de carburant qui est brûlé. En tant que référence, les coefficients d'émission du méthane (0,14 g/L, 3,96E-06 kg/MJ) et de l'oxyde nitreux (0,082 g/L, 2,32E-06 kg/MJ) ont été tirés du Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018) pour le biodiesel. Les caractéristiques du DRPH (quelle que soit la matière première) sont indiquées dans le Tableau 49.

**Tableau 49. Caractéristiques du DRPH (Ressources naturelles Canada, 2012; Argonne National Lab, 2018; Usitalo, et coll., 2014).**

| Combustible | Application | Densité (g/gal) | Pouvoir calorifique supérieur (MJ/kg) | Pouvoir calorifique inférieur (MJ/kg) | Teneur en carbone (% en poids) | $CO_2$ biogène (g/gal de carburant) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| DRPH | Combustible pour le transport | 2 835 | 44,6 | 43,5 | 84,9 % | 2 400 |

### 6.3.4 Résultats de l'intensité en carbone du DRPH

*Intensité en carbone du DRPH de l'huile de canola*

L'intensité en carbone du DRPH de l'huile de canola, totale et par étape du cycle de vie, se trouve dans le Tableau 50. La production d'hydrogène et les besoins en vapeur pour

l'hydrotraitement sont les principaux facteurs d'émissions de GES pour la production de DRPH. Après la production d'hydrogène, la production de matières premières est le facteur le plus important, surtout si l'on considère la production de graines et d'huile ensemble. Le transport des graines, de l'huile et du combustible final n'est pas un facteur important d'émissions de GES. Il faut noter que le crédit d'émissions de GES pour la production de biopropane n'est pas nul, mais que la valeur négative se situe à la 4e décimale et que, par souci de cohérence, les résultats sont présentés avec deux chiffres significatifs. Ainsi, il est clair que le crédit fourni par la coproduction de propane n'est pas une source significative de réduction des émissions de GES. L'évaluation de l'incertitude pour le DRPH de l'huile de canola se trouve dans le Tableau 51. L'incertitude est présentée sur la base de l'incertitude par rapport aux données sous-jacentes. Le titre 2,5 % indique l'intervalle interquartile d'incertitude alors que le titre 97,5 % indique l'intervalle interquartile multiplié par 1,5. CV correspond au coefficient de variance. Cette analyse de l'incertitude du DRPH issu de l'huile de canola indique que la fourchette des IC se situe entre 51 et 59 g d'éq. $CO_2$/MJ de DRPH à PCS. Cela indique que, compte tenu de l'incertitude des données d'arrière-plan, la fourchette d'incertitude est de plus 9 % à moins 6 %.

D'autres études ont été menées sur le DRPH ou le diesel renouvelable à partir d'huile de palme, mais beaucoup d'entre elles portent sur le changement d'utilisation des terres, l'attribution économique et d'autres aspects qui ne correspondent pas aux limites du système et à la portée de cette évaluation, ce qui les rend non directement comparables. Ces valeurs se situent entre 24 et 50 g d'éq. $CO_2$/MJ DRPH PCS (Johnson E., 2017). Les sources de différences entre l'IC du DRPH de l'huile de canola dans cette étude et dans d'autres études comprennent la production d'huile de canola (cette étude utilise la production d'huile de canola au Canada et les autres utilisent la production d'huile de colza en Europe), les hypothèses de transport et de distribution, l'utilisation de l'IC du réseau d'électricité canadien et de l'IC du gaz naturel canadien pour les intrants et de l'IC du propane pour le crédit de remplacement. Étant donné que la plupart des études de ce type ne quantifient aucun type d'incertitude, il n'est pas possible de comparer les fourchettes d'incertitude à celles d'autres études.

**Tableau 50 : Intensité en carbone du DRPH de l'huile de canola, totale et par étape du cycle de vie**

| Étape | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Graines de canola | 16 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Production d'huile de canola | 9,7 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Prétraitement | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Hydrotraitement | 29 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Crédit de propane du coproduit | -1,9 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport du combustible | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,7 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **54** | g d'éq. $CO_2$/MJ |

**Tableau 51 : DRPH de l'huile de canola, incertitude moyenne par MJ (g d'éq. $CO_2$/MJ de DRPH PCS)**

| Intensité en carbone | Moyenne | Médiane | Écart type | CV | 2,50 % | 97,50 % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 54 | 57,9 | 54,3 | 19,2 | 33,1 % | 32,8 | 106 |

*Intensité en carbone du DRPH d'huile de palme*

Selon les résultats de l'étude de 2014 sur les impacts carbone du DRPH de l'huile de palme produit à Singapour, les émissions de GES de 1 MJ (PCS) de DRPH d'huile de palme sont de 24 g d'éq. $CO_2$/MJ PCS de DRPH sans tenir compte du changement d'utilisation des terres (Usitalo, et coll., 2014). Cela inclut les émissions provenant de la production de palme, de l'extraction d'huile, du transport, de la production de DRPH, mais pas du changement indirect d'utilisation des terres. Si l'on inclut le changement d'utilisation des terres, sur la base de la même étude, l'IC s'élève à entre 270 et 460 g d'éq. $CO_2$/MJ PCS de DRPH, en supposant que toute l'huile de palme produite pour fabriquer le DRPH provient de terres converties respectivement de forêts tropicales et de marécages tourbeux tropicaux. L'approche la plus prudente serait d'utiliser la conversion de terres marécageuses tropicales tourbeuses, car elle donne l'IC la plus élevée. Comme il s'agit d'une source importante d'émissions, il conviendrait de clarifier avec les producteurs d'huile de palme si un changement d'utilisation des terres est en cours pour la production de toute l'huile de palme malaisienne utilisée pour la fabrication de DRPH à Singapour et exportée au Canada, et quel était le type d'utilisation des terres précédent pour cette plantation d'huile de palme.

Une étude de 2014 menée par Usitalo et coll. indique que l'extraction de l'huile de palme n'entraîne pas d'émissions significatives de GES si l'énergie nécessaire à l'extraction est tirée des fibres et des coques du palmier et si le méthane qui résulte de la production d'EUHP est collecté. Si le méthane issu des EUHP n'est pas collecté, il peut constituer une source importante d'émissions. Par conséquent, il convient de clarifier auprès des producteurs la manière dont les EUHP sont traités pour confirmer que cette IC reflète le DRPH de l'huile de palme utilisée au Canada.

### 6.3.5 Lacunes et limites des données sur le DRPH

Lors de la préparation du rapport et des valeurs de l'IC du DRPH, un certain nombre de lacunes et de limites par rapport aux données ont été mises en évidence afin d'éclairer les recherches futures, dont les suivantes :

- Les documents sur la conception du procédé utilisés dans le cadre de cette étude n'ont pas énuméré les intrants chimiques du procédé à l'étape de prétraitement du DRPH, de sorte qu'ils n'ont pas pu être pris en compte. Il est recommandé de trouver une autre source pour ces données.
- Les données sur le type et les quantités exacts de solvants utilisés dans l'extraction de l'huile de canola font défaut.
- Les informations sur le changement direct d'utilisation des terres qui peut se produire et les émissions de GES qui en résultent à partir de ce changement pour le DRPH issu d'huile de palme font défaut.

- Il n'y a pas de consensus dans la documentation sur les intrants exacts d'énergie et de matières à la production de DRPH. Il est recommandé de mettre à jour ces données avec des données provenant d'une installation commerciale opérationnelle si celle-ci est citée au Canada.
- L'IC du DRPH de l'huile de palme est tiré des seules valeurs trouvées dans la documentation. Il est recommandé de collecter les données sur la production des installations de production de DRPH de l'huile de palme qui fournissent du combustible au Canada afin de pouvoir les modéliser, ou d'exiger que les installations réalisent des évaluations du cycle de vie de leurs combustibles et fournissent une documentation sur leurs IC calculées.
- L'extraction de l'huile de palme n'entraîne pas d'émissions significatives de GES si l'énergie nécessaire à l'extraction est tirée des fibres et des coques du palmier et si le méthane qui résulte de la production d'EUHP est collecté. En revanche, si le méthane qui provient des EUHP n'est pas collecté, il peut constituer une source importante d'émissions. Par conséquent, il est recommandé qu'ECCC clarifie auprès des producteurs de DRPH d'huile de palme la manière dont les EUHP sont traités afin de confirmer que l'IC rapportée dans cette étude reflète le DRPH d'huile de palme utilisé au Canada.
- On manque d'informations sur le lieu de production des palmistes pour le DRPH produit à Singapour et exporté au Canada. Les informations sur le lieu d'origine de la production des palmistes comprennent la confirmation que la production a lieu en Malaisie, l'âge des plantations de palmistes (c'est-à-dire les plantations qui sont en production depuis 20 ans ou plus) et, si la plantation est en production depuis moins de 20 ans, le type d'utilisation des terres qui a précédé la plantation des palmistes (c'est-à-dire s'il s'agissait d'une forêt tropicale humide, d'une forêt marécageuse tourbeuse ou d'un autre type d'utilisation des terres). Ce manque d'information a été le facteur déterminant de l'hypothèse prudente selon laquelle tous les palmistes destinés au DRPH produit à Singapour et exporté aux États-Unis ont été produits en Malaisie à partir de terres récemment converties de forêts tropicales marécageuses tourbeuses.

## 6.4 Combustible de biocarburéacteur renouvelable

Le combustible à base de biocarburéacteur est un carburant aviation fait de matières premières renouvelables issues de la biomasse. Actuellement, le principal procédé de production du biocarburéacteur est le procédé d'hydrotraitement des esters et des acides gras (HEFA) qui a déjà été réalisé à une échelle commerciale pour produire du diesel renouvelable et qui produit du biocarburéacteur en tant que coproduit. Le produit de ce procédé est le kérosène paraffinique synthétique (KPS). Pour d'autres filières de production telles que la gazéification de la biomasse et le procédé Fischer-Tropsch (FT), il n'existe actuellement aucune installation en activité au Canada (Doyletech Corporation, 2018).

Le procédé du biocarburéacteur renouvelable hydrotraité (HRJ) implique la conversion catalytique d'huiles renouvelables en alcanes dans un procédé comparable à l'hydrotraitement classique du pétrole brut. Les matières premières potentielles du HRJ comprennent des huiles végétales issues de cultures d'oléagineux, d'huile de cuisson usée, de suif et d'huiles d'algues. Les huiles de matières premières sont soumises à un procédé d'hydrodésoxygénation catalytique à haute température qui produit principalement du diesel renouvelable, et du biocarburéacteur, du naphta et des hydrocarbures légers (c'est-à-dire le propane) comme coproduits typiques (Doyletech Corporation, 2018).

### 6.4.1 Limites et descriptions du système du combustible de biocarburéacteur

Deux modèles de filière ont été développés pour le combustible à base de biocarburéacteur, pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, y compris le biocarburéacteur produit à partir d'huile de cuisson usée et d'huile de canola par hydrotraitement (HEFA) ou le carburant aviation renouvelable hydrotraité (HRJ).

L'huile de cuisson usée est un mélange d'huiles et de graisses végétales produites par les restaurants et autres cuisines professionnelles. L'huile de cuisson usée peut être prétraitée et convertie en combustible à base de biocarburéacteur en utilisant une étape d'hydrotraitement qui donne du HRJ et un certain nombre d'autres coproduits de carburant. L'huile de canola est dérivée de la transformation et de l'extraction des cultures canadiennes de graines de canola, comme il est décrit à la section 5.3. Du point de vue du cycle de vie, la production de combustible de biocarburéacteur à partir d'huile de cuisson usée provient de la production et de l'utilisation d'huiles de cuisson dans les restaurants; toutefois, l'huile de cuisson usée provenant de ces sources est considérée comme un déchet, et aucune émission de GES associée aux activités en amont ne lui est attribuée, ce qui est conforme à un certain nombre d'autres ACV du biodiesel de graisse jaune (California Environmental Protection Agency, 2009) (S&T2 Consultants Inc., 2012) (Chen, et coll., 2018) (Université de Toronto, 2019). Les limites du système de l'intensité en carbone du cycle de vie du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée commencent donc à la porte du restaurant, et elle comprend le transport de l'huile de cuisson usée, le prétraitement, la production, la distribution et la combustion du HRJ (Figure 11). Pour le biocarburéacteur d'huile de canola, la limite du système commence avec la culture canadienne de taille moyenne de graines de canola.

### 6.4.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie du biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée

La Figure 11 montre les limites du système du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée. Les modules du modèle de base pour ce procédé sont les suivants :

- transport de l'huile de cuisson usée des restaurants à l'usine de transformation;
- prétraitement de l'huile de cuisson usée;
- production de combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement;
- distribution du combustible de biocarburéacteur;
- combustion du combustible de biocarburéacteur.

Après la production du combustible de biocarburéacteur, les activités du cycle de vie et les émissions de GES qui en résultent pour la distribution sont supposées être les mêmes que pour les filières du biodiesel issu de cultures. Les considérations relatives à l'inventaire du cycle de vie et à la modélisation du biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée sont décrites ci-dessous.

#### *Transport de l'huile de cuisson usée*

Pour le modèle canadien moyen développé pour le combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée, on suppose que l'huile de cuisson usée est transportée par camion depuis les restaurants de la même province que l'usine de conversion en biocarburéacteur sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport

et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

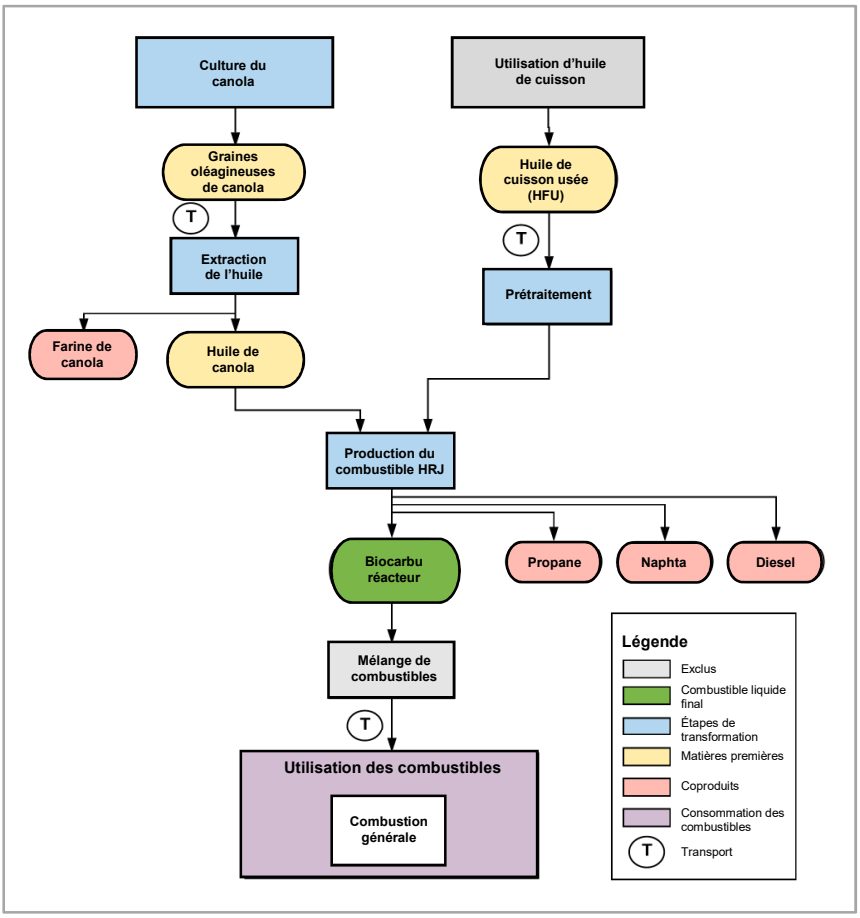



**Figure 11. Limites du système pour la production de combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée et d'huile de canola.**

### *Prétraitement de l'huile de cuisson usée*

Un prétraitement de l'huile de cuisson usée brute est nécessaire pour éliminer les particules solides, et l'huile est ensuite traitée thermiquement pour éliminer l'humidité. Le bilan massique et l'intensité énergétique du prétraitement de l'huile de cuisson usée pour la conversion en combustible de biocarburéacteur ont été tirés d'une étude canadienne de 2014 (Chu, 2014). Ces données ont été développées pour représenter le contexte canadien, bien qu'elles reposent largement sur des données issues de la documentation, et non sur la collecte de données primaires. Le bilan massique et les intrants énergétiques du prétraitement d'une tonne d'huile de cuisson usée se trouvent dans le Tableau 52.

**Tableau 52. Bilan massique et intrants énergétiques du prétraitement d'une tonne d'huile de cuisson usée pour la conversion en biocarburéacteur.**

| Prétraitement | Quantité |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Huile de cuisson usée (kg) | 1 000 |
| Transport d'huile de cuisson usée à l'usine (tkm)* | 100 |
| Gaz naturel (MJ) | 1 134 |
| Électricité (kWh) | 126,8 |
| ***Extrants*** | |
| Huile de cuisson usée prétraitée (kg) | 1 000 |

** L'huile de cuisson usée est supposée être transportée sur 100 km*

### *Conversion d'huile de cuisson usée en biocarburéacteur*

Après le prétraitement, l'huile de cuisson usée est traitée par un procédé de conversion par hydrotraitement. Le procédé convertit les huiles en combustibles en utilisant une réaction avec de l'hydrogène et de l'énergie pour amener le procédé à la température et à la pression requises. Un résumé des intrants et des extrants de la conversion de l'huile de cuisson usée en biocarburéacteur se trouve dans le Tableau 53. En plus du KPS, le procédé de conversion donne un certain nombre de coproduits combustibles. Cette attribution a été effectuée en fonction du contenu énergétique des extrants, ce qui a permis d'attribuer 60,3 % des émissions associées à la conversion au combustible de biocarburéacteur.

**Tableau 53. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la conversion d'huile de cuisson usée en combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement (Chu, 2014).**

| | Quantité |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Huile de cuisson usée (kg) | 1 000 |
| Hydrogène (kg) | 26,3 |
| Électricité (kWh) | 2 835 |
| Gaz naturel (MJ) | 73 |
| ***Extrants*** | |
| Propane (MJ) | 3 120 |
| Naphta (MJ) | 6 100 |
| KPS (MJ) | 23 100 |
| Diesel (MJ) | 6 000 |

** Remarque : Le contenu énergétique des coproduits comprend ce qui suit : propane – 50,2 MJ/kg; naphtha – 46,2 MJ/kg; KPS (biocarburéacteur) – 46,3 MJ/kg; et diesel – 45,8 MJ/kg.*

Les émissions de GES associées à la production et à l'utilisation d'hydrogène, d'électricité et de gaz naturel ont été obtenues grâce à l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, à partir de travaux de modélisation antérieurs réalisés aux étapes clés 2 et 3.

### *Distribution et combustion du biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée*

On suppose qu'après la conversion de l'huile de cuisson usée en combustible de biocarburéacteur, toutes les autres activités du cycle de vie liées à la distribution sont équivalentes à celles des filières du biodiesel issu de cultures modélisées à l'étape clé 3 (section 5.3). En raison de la nature biogène des émissions de carbone provenant de la combustion du biocarburéacteur, elles sont exclues des calculs de l'IC. La combustion du combustible à base de biocarburéacteur peut produire du méthane et d'autres types

d'émissions de GES, et ces émissions dépendent du rendement de combustion du moteur dans lequel le carburant est brûlé et du mélange de carburant qui est brûlé. En tant que référence, les coefficients d'émission du méthane (2,2 g/L, 5,81E-05 kg/MJ) et de l'oxyde nitreux (0,23 g/L, 6,07E-06 kg/MJ) ont été tirés du Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018) pour le carburant fossile pour l'aviation.

### 6.4.3 Intensité en carbone du biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée

Les résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée sont résumés dans le Tableau 54. L'IC du biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée est d'environ 22 g d'éq. $CO_2$/MJ, ce qui est 74 % inférieur à celle du carburant fossile pour l'aviation (86 g d'éq. $CO_2$/MJ). La réduction de l'IC est largement due à la nature biogène des émissions de carbone du combustible de biocarburéacteur. Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie est le procédé de conversion en biocarburéacteur. Ces émissions sont dues à l'utilisation d'hydrogène et de gaz naturel. On a supposé que l'hydrogène était produit par le reformage du méthane à la vapeur (Steam Methane Reforming; SMR) du gaz naturel fossile et qu'il avait une IC relativement élevée. Le transport des matières premières et la distribution du combustible contribuent relativement peu à l'IC, tout comme le prétraitement de l'huile de cuisson usée.

**Tableau 54. Résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biocarburéacteur.**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Transport des matières premières | 0,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Prétraitement de l'huile de cuisson usée | 2,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Conversion en HRJ | 16 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Distribution | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 3,2 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **22** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

### 6.4.4 Modélisation et inventaire du cycle de vie du biocarburéacteur issu d'huile de canola

La Figure 11 illustre les limites du système du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de canola. Les modules du modèle de base pour ce procédé sont les suivants :

- Culture de récoltes de graines de canola;
- Extraction de l'huile de canola;
- Transport de la matière première d'huile de canola à l'usine de transformation en biocarburéacteur;
- Production de combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement;
- Distribution du combustible de biocarburéacteur;
- Combustion du combustible de biocarburéacteur.

Après la production du combustible de biocarburéacteur, les activités du cycle de vie et les émissions de GES qui en résultent pour la distribution sont supposées être les mêmes que pour le biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée. Les considérations relatives à l'inventaire du cycle de vie et à la modélisation du biocarburéacteur issu d'huile de canola sont décrites ci-dessous.

### *Culture du canola et extraction de l'huile*

La culture et la transformation de la matière première d'huile de canola reposent sur les mêmes procédés de culture et d'extraction d'huile que ceux qui ont été modélisés pour le biodiesel issu de canola, comme il est décrit à la section 5.3.

### *Transport de l'huile de canola vers l'usine de biocarburéacteur*

Pour le modèle canadien moyen développé pour le combustible de biocarburéacteur issu d'huile de canola, on suppose que l'huile de canola est transportée par camion depuis les transformateurs de la même province que l'usine de conversion en biocarburéacteur sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

### *Conversion de l'huile de canola en biocarburéacteur*

La conversion de l'huile de canola en combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement est essentiellement le même procédé que pour l'huile de cuisson usée, sauf qu'un prétraitement n'est pas nécessaire, et que les intrants et le rendement du procédé sont légèrement différents de ceux de l'huile de cuisson usée en raison des propriétés différentes de l'huile de canola (Han J., Elgowainy, Cai et Wang, 2013a). Les intrants et les extrants de la conversion de l'huile de canola en combustible de biocarburéacteur sont indiqués au Tableau 55. En plus du KPS, le procédé de conversion donne un certain nombre de coproduits combustibles. Par rapport au procédé de conversion de l'huile de cuisson usée, le diesel renouvelable n'est pas ciblé dans le procédé de conversion de l'huile de canola et le rendement du combustible de biocarburéacteur est donc plus élevé. Cette attribution a été effectuée en fonction du contenu énergétique des extrants, ce qui a permis d'attribuer 81,1 % des émissions associées à la conversion au biocarburéacteur au combustible de biocarburéacteur.

**Tableau 55. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la conversion d'huile de cuisson usée en combustible de biocarburéacteur par hydrotraitement.**

| | Quantité |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Huile de canola (kg) | 1 000 |
| Hydrogène (MJ) | 4 444 |
| Électricité (kWh) | 61 |
| Gaz naturel (MJ) | 7 782 |
| ***Extrants*** | |
| Propane (MJ) | 4 575 |
| Naphta (MJ) | 3 418 |
| KPS (MJ) | 34 262 |

** Remarque : Le contenu énergétique des coproduits comprend ce qui suit : propane – 50,2 MJ/kg; naphtha – 46,2 MJ/kg; et KPS (biocarburéacteur) – 46,3 MJ/kg.*

### *Distribution et combustion du biocarburéacteur issu d'huile de canola*

On suppose qu'après la conversion de l'huile de canola en combustible de biocarburéacteur, toutes les autres activités du cycle de vie liées à la distribution sont équivalentes à celles des filières du biodiesel issu de cultures modélisées à l'étape clé 3 (section 5.3). En raison de la nature biogène des émissions de carbone provenant de la

combustion du biocarburéacteur, elles sont exclues des calculs de l'IC. La combustion du combustible à base de biocarburéacteur peut produire du méthane et d'autres types d'émissions de GES, et ces émissions dépendent du rendement de combustion du moteur dans lequel le carburant est brûlé et du mélange de carburant qui est brûlé. En tant que référence, les coefficients d'émission du méthane (2,2 g/L, 5,81E-05 kg/MJ) et de l'oxyde nitreux (0,23 g/L, 6,07E-06 kg/MJ) ont été tirés du Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018) pour le carburant fossile pour l'aviation.

### 6.4.5 Intensité en carbone du biocarburéacteur issu d'huile de canola

Les résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de canola sont résumés dans le Tableau 56. L'IC du biocarburéacteur issu d'huile de canola est d'environ 49 g d'éq. $CO_2$/MJ, ce qui est 43 % inférieur à celle du carburant fossile pour l'aviation (86 g d'éq. $CO_2$/MJ). La réduction de l'IC est largement due à la nature biogène des émissions de carbone du combustible de biocarburéacteur. Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie est le procédé de conversion en biocarburéacteur. Ces émissions sont dues à l'utilisation d'hydrogène et de gaz naturel. On a supposé que l'hydrogène était produit par le reformage du méthane à la vapeur (SMR) du gaz naturel fossile et qu'il avait une IC relativement élevée. La production de la matière première d'huile de canola contribue également de manière significative à l'IC, et elle constitue un contraste notable avec le biocarburéacteur issu d'huile de cuisson usée où la matière première de déchets en nécessite que le transport et le prétraitement et contribue beaucoup moins aux émissions de GES du cycle de vie.

**Tableau 56. Résultats de l'intensité en carbone du combustible de biocarburéacteur issu d'huile de canola, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biocarburéacteur.**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Production des matières premières | 14 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Extraction d'huile | 8,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Conversion en HRJ | 23 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Distribution | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 3,2 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **49** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

### 6.4.6 Incertitude

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour le combustible de biocarburéacteur moyen canadien issu de l'huile de cuisson usée et de l'huile de canola en utilisant une analyse de Monte-Carlo. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sont présentés dans les graphiques en violon à la section 12. Ils sont présentés par rapport à l'incertitude d'autres combustibles à faible intensité en carbone dans cette section. Le Tableau 57 ci-dessous résume les principaux résultats de l'analyse de l'incertitude pour les deux types de combustible de biocarburéacteur.

**Tableau 57. Analyse de l'incertitude pour le combustible de biocarburéacteur issu de l'huile de cuisson usée et de l'huile de canola. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Combustible de biocarburéacteur issu de l'huile de cuisson usée, moyenne {CA}*** | | | | | |
| 22,0 | 22,4 | 22,0 | 3,90 | 16,0 | 31,2 |
| ***Combustible de biocarburéacteur issu de l'huile de canola, moyenne {CA}*** | | | | | |
| 49,0 | 52,6 | 49,6 | 16,1 | 30,8 | 91,5 |

La fourchette des résultats de l'analyse de l'incertitude du biocarburéacteur issu de l'huile de cuisson usée est beaucoup plus étroite que celle associée à l'huile de canola, l'huile de canola affichant une fourchette de résultats supérieurs potentiellement élevés. Cela est dû à l'incertitude inhérente à la modélisation des systèmes agricoles, qui augmente la fourchette des résultats potentiels.

### 6.4.7 Lacunes et limites des données sur le combustible de biocarburéacteur

La principale limite de la modélisation de la production de combustible de biocarburéacteur au Canada est le manque de données d'exploitation des systèmes de conversion au biocarburéacteur. Des données plus primaires, spécifiques au Canada, sur les extrants matériels et énergétiques de l'hydrotraitement et d'autres technologies de conversion au biocarburéacteur amélioreraient la robustesse des calculs de l'IC. Cela permettrait également aux utilisateurs de l'outil de modernisation de l'ACV des combustibles de relier les procédés de conversion à d'autres matières premières existantes dans l'outil qui sont couramment utilisées pour la production de biocarburant aviation (p. ex. le soja ou la caméline).

# 7. Combustibles liquides à faible intensité en carbone dérivés de déchets

## 7.1 Introduction aux combustibles liquides à faible intensité en carbone dérivés de déchets

Les combustibles dérivés de déchets présentent un intérêt parce que la matière première elle-même ne porte pas de charge et parce que l'utilisation des déchets comme combustible les détourne des sites d'enfouissement, réduisant ainsi la charge sur les terres. Bien qu'il existe de nombreux déchets différents susceptibles d'être traités et plusieurs méthodes de traitement différentes, les combustibles considérés ici comprennent ceux qui sont actuellement utilisés et un combustible présentant un potentiel élevé de substitution à faible intensité en carbone.

**Tableau 58. Résumé des filières de combustibles liquides dérivés des déchets, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des vecteurs énergétiques des procédés et de l'utilisation finale prévue.**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| Biodiesel dérivé de déchets | Suif de bœuf<br>Graisse jaune | Équarrissage/purification<br>Transestérification<br>Raffinage | Combustible pour le transport |
| Éthanol dérivé de DSM | DSM (résidus de jardin) | Prétraitement<br>Fermentation<br>Récupération de l'éthanol | Combustible pour le transport |

## 7.2 Biodiesel issu de suif de bœuf

Les graisses non comestibles et la graisse jaune sont utilisées dans la production de produits chimiques, et de plus en plus utilisées comme matières premières dans la production de biodiesel et de DRPH. Ces matières premières peuvent également être cotraitées dans une raffinerie de pétrole. Par exemple, la société West Coast Reduction vend ces matières premières à la raffinerie BP Cherry Point dans l'État de Washington et, plus récemment, à la raffinerie Parkland à Burnaby, en Colombie-Britannique. Lorsque l'industrie canadienne du biodiesel a démarré, les graisses non comestibles et la graisse jaune étaient les principales matières premières utilisées pour produire des esters méthyliques d'acides gras (EMAG). Au fil du temps, l'huile de canola et, dans une moindre mesure, l'huile de soja, ont remplacé certains de ces restes de graisses et graisses usées, car le biodiesel dérivé de déchets a des propriétés de point de trouble moins bonnes. Il y a un intérêt croissant pour des solutions de rechange aux matières premières du biodiesel issu de cultures, comme la graisse jaune provenant d'huile de cuisson usée et le suif provenant de l'équarrissage des animaux (Han, Elgowainy et Wang, 2013b). À l'heure actuelle, le biodiesel provenant de ces sources représente une petite proportion de la production canadienne de diesel, le biodiesel issu de suif représentant moins de 1 % de la production totale de biodiesel en 2017, et le biodiesel provenant de la graisse jaune représentant un peu moins de 7 % de la production totale de 2017 (Wolinetz, et coll., 2019). La production nationale de ces types de biodiesel de rechange est actuellement concentrée dans des zones précises, principalement en Ontario et au Québec (Wolinetz, Hein et Moawad, 2019). Une quantité importante de restes de graisses et de graisses usées est exportée vers d'autres pays pour la production de biocombustibles. L'utilisation nationale de ces matières premières pourrait

augmenter avec le cotraitement dans les installations pétrolières ou les nouvelles usines de DRPH.

### 7.2.1 Limites et descriptions du système du biodiesel issu du suif

Le modèle développé pour le biodiesel issu de suif dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles concerne le biodiesel produit à partir de suif de bœuf. Le suif de bœuf est produit à partir de l'équarrissage des sous-produits de l'abattage des bovins. L'abattage du bétail est un procédé de production de viande de bœuf ainsi que d'un certain nombre de coproduits et de sous-produits, notamment des peaux d'animaux, des abats, des sous-produits animaux et d'autres déchets non commercialisables (Han, Elgowainy et Wang, 2013b). Les sous-produits animaux sont traités dans des usines d'équarrissage et ce procédé aboutit à la production de suif, de farine d'os et de viande animale et d'eaux usées. Le suif de bœuf peut ensuite être utilisé comme intrant dans la production de biodiesel.

Du point de vue du cycle de vie, la production de biodiesel à partir de suif de bœuf trouve son origine dans l'élevage et l'abattage du bétail; cependant, les sous-produits de l'abattoir sont considérés comme des déchets et aucune émission de GES associée aux activités en amont n'est attribuée aux sous-produits. Il s'agit d'une convention de modélisation bien établie dans la documentation sur l'ACV (Han, Elgowainy et Wang, 2013b) (S&T2 Consultants Inc., 2012) (Chen, et coll., 2018). Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du biodiesel issu du suif commencent donc à la porte de l'abattoir, et elles comprennent le transport des sous-produits animaux, l'équarrissage, la valorisation du suif, la conversion au biodiesel, la distribution et la combustion (Figure 12).

#### *Modélisation et inventaire du cycle de vie*

La limite du système pour le biodiesel produit à partir de suif de bœuf est illustrée à la Figure 12. Les modules du modèle de base pour ce procédé sont les suivants :

- transport des sous-produits de l'abattoir à l'usine d'équarrissage;
- équarrissage des sous-produits animaux pour produire du suif de bœuf;
- valorisation du suif de bœuf (p. ex. polissage, raffinage et blanchiment);[12]
- transport du suif de bœuf de l'usine d'équarrissage à l'usine de production de biodiesel;
- production de biodiesel (pour les matières premières à forte teneur en acides gras libres);
- distribution du biodiesel;
- combustion du biodiesel.

Après la production du biodiesel, les activités du cycle de vie et les émissions de GES qui en résultent sont supposées être les mêmes que pour les filières du biodiesel issu de cultures. Les considérations relatives à l'inventaire du cycle de vie et à la modélisation du biodiesel issu de suif de bœuf sont décrites ci-dessous.

[12] Les différents procédés de production de biocombustibles ont des spécifications différentes pour le suif. Ainsi, les opérations de cotraitement privilégient le suif blanchi.

### *Transport des sous-produits de l'abattoir*

Il existe un nombre limité d'abattoirs certifiés pour le bétail au Canada, et ils sont principalement situés en Ontario (6 installations), en Alberta (6 installations) et au Québec (3 installations) (Agriculture et Agroalimentaire Canada, 2019), qui sont les provinces où la production de viande bovine canadienne est centrée. Il y a beaucoup plus d'usines d'équarrissage et de transformation des animaux au Canada, mais elles sont également fortement concentrées en Ontario, au Québec et en Alberta (CBC News, 2012). Les données pour 2017 indiquent que tout le biodiesel issu de suif a été produit au Québec (Wolinetz, Hein et Moawad, 2019).

Nous avons développé une filière canadienne moyenne pour la production de biodiesel issu de suif de bœuf en utilisant les distances moyennes de transport de la chaîne d'approvisionnement et des intrants énergétiques canadiens moyens. On suppose que le transport des sous-produits animaux de l'abattoir à l'usine d'équarrissage se fait par camion, et que les sous-produits de l'abattoir ne sont transportés aux usines d'équarrissage de la province que sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront à l'avenir modifier les distances de transport et les sources d'énergie afin de refléter des conditions plus précises pour le biodiesel produit à partir de suif de bœuf.

### *Équarrissage des sous-produits animaux*

Le bilan massique et l'intensité énergétique de l'équarrissage des sous-produits animaux sont potentiellement très variables selon l'installation (S&T2 Consultants Inc., 2012) (Chen, et coll., 2017). Ainsi, l'énergie requise pour le procédé d'équarrissage peut varier considérablement en fonction de la teneur en humidité des sous-produits animaux entrants et le type d'énergie utilisé peut varier en fonction de la configuration du système à l'usine d'équarrissage. Les travaux réalisés par S&T2 Consultants pour l'outil GHGenius et pour le programme californien de combustibles à faible intensité en carbone ont inclus certaines données canadiennes sur l'équarrissage du suif; toutefois, des mises à jour plus récentes de l'outil GREET indiquent que les valeurs précédentes de la consommation d'énergie pour l'équarrissage du suif de bœuf ont été considérablement surestimées (Chen, et coll., 2017). Bien que les données dans GHGenius aient été élaborées pour représenter le contexte canadien, ces données datent du début des années 2000 et des changements dans les pratiques de l'industrie peuvent avoir entraîné des changements par rapport au rendement et à l'intensité énergétique au fil du temps. C'est pourquoi nous avons utilisé le bilan massique et les intrants énergétiques pour la production de 1 kg de suif provenant de l'équarrissage de sous-produits animaux de la dernière mise à jour de GREET, qui sont représentatifs de la production moyenne aux États-Unis (Tableau 59).

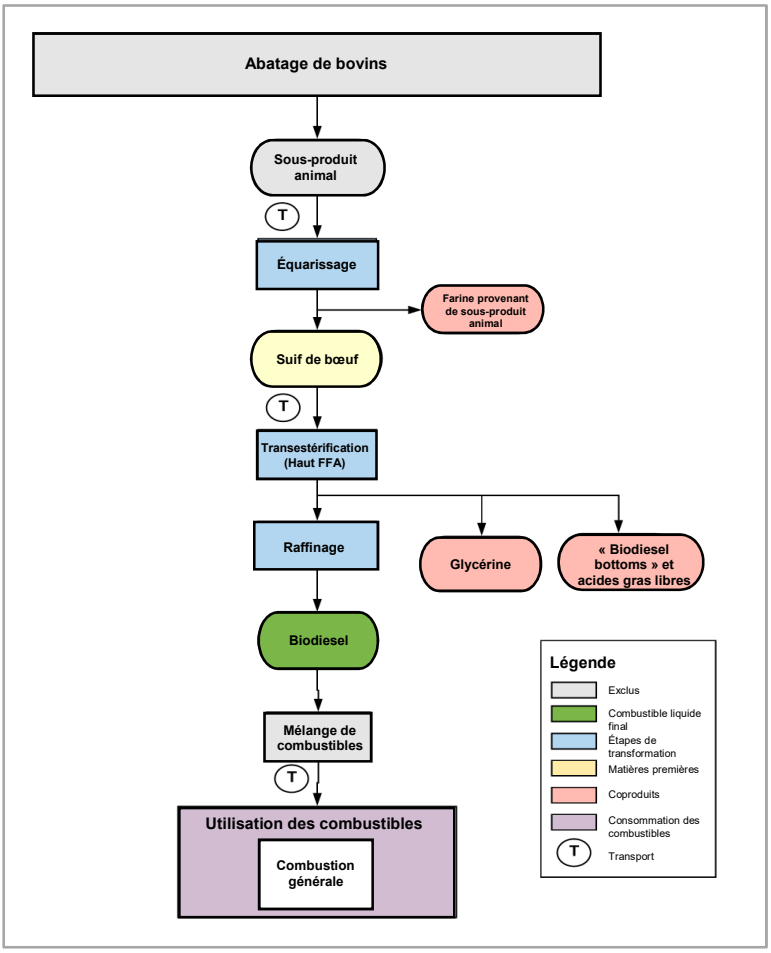



**Figure 12. Limites du système pour la production de biodiesel à partir de suif de bœuf.**

Le procédé d'équarrissage produit du suif ainsi que de la farine de viande et d'os et de l'eau/des vapeurs provenant du procédé de cuisson. Les vapeurs de cuisson constituent un flux de déchets et elles sont exclues des calculs de l'IC. Les émissions associées à l'équarrissage doivent donc être réparties entre le suif et la farine. Cette attribution a été effectuée en fonction du contenu énergétique des coproduits, qui est estimé à 37,6 MJ/kg pour le suif et 16,9 MJ/kg pour la farine (Denafas, Buinevicius, Urniezaite, Puskorius et Rekasius, 2004). Il en résulte que 73 % des émissions sont attribuées au suif de bœuf et 27 % à la farine de viande et d'os.

**Tableau 59. Bilan massique et intrants énergétiques de l'équarrissage d'un kilogramme de suif de bœuf provenant de sous-produits d'abattoir dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2017).**

| Équarrissage | Quantité |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Sous-produits animaux (kg) | 3,55 |
| Transport de sous-produits à l'usine (tkm)** | 0,5 |
| Gaz naturel (MJ) | 3,95 |
| Mazout résiduel (MJ) | 2,36 |
| Gras/graisse (MJ) | 1,83 |
| Électricité (kWh) | 1,16 |
| ***Coproduits*** | ***Quantité*** |
| Suif (kg) | 1,0 |
| Farine de viande et d'os (kg) | 0,81 |
| ***Déchets*** | ***Quantité*** |
| Vapeurs de cuisson (kg) | 1,74 |

** Les intrants répartis sont basés sur le contenu énergétique des produits d'équarrissage, y compris le suif à 37,6 MJ/kg et la farine de sous-produits animaux à 16,9 MJ/kg. Sur la base de ces valeurs de contenu énergétique, 73 % des émissions associées au procédé d'équarrissage sont attribuées au suif de bœuf.*

*** On suppose que les sous-produits animaux sont transportés sur 100 km.*

### *Transport du suif aux usines de biodiesel*

Pour le modèle canadien moyen développé pour le biodiesel issu de suif de bœuf, on suppose que le suif de bœuf est transporté par camion depuis les usines d'équarrissage de la même province que l'usine de conversion en biodiesel sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

### *Conversion du suif en biodiesel*

Les installations de biodiesel qui utilisent des matières premières résiduelles comme le suif ne nécessitent pas d'étape d'extraction de l'huile, mais une étape de prétraitement pour éliminer l'eau, les quantités élevées d'acides gras libres et d'autres impuretés (Université de Toronto, 2019). Pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, l'ICV d'un procédé de conversion en biodiesel pour les matières premières à forte teneur en acides gras libres a été utilisé pour refléter le prétraitement supplémentaire requis pour le suif et l'augmentation des intrants énergétiques et matériels de ce procédé par rapport à la conversion d'huiles végétales à plus faible teneur en acides gras (Chen, et coll., 2018). Ces données concernent un procédé de conversion en biodiesel américain moyen et elles sont utilisées pour représenter une production canadienne moyenne. Le Tableau 60 présente un résumé des intrants et des extrants de la conversion du suif de bœuf en biodiesel. Contrairement à la conversion des matières premières d'huile végétale, ce procédé de conversion produit également des quantités importantes de biodiesel lourd et d'acides gras libres, de sorte que les impacts du procédé de conversion ont été répartis entre le biodiesel, le glycérol, les matières lourdes et les acides gras libres. Cette attribution a été effectuée en fonction du contenu énergétique des produits, comme l'indiquent Chen et coll. (2018), de sorte que 86 % des émissions associées à la conversion en biodiesel ont été attribuées au biodiesel. Les émissions de GES provenant

de la production d'électricité reposent sur la combinaison moyenne du réseau canadien en 2016.

**Tableau 60. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de suif de bœuf dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2018).**

| Production de biodiesel | Quantité (par kg de biodiesel) | Quantité (par MJ de biodiesel) |
|---|---|---|
| ***Intrants*** | | |
| Suif de bœuf (kg) | 1,1 | 0,0274 |
| Gaz naturel (MJ) | 2,163 | 0,0538 |
| Électricité (kWh) | 0,0864 | 0,00215 |
| Résidus de distillation du biodiesel (MJ) | 0,0131 | 0,000326 |
| Diesel (MJ) | 0,0235 | 0,00059 |
| Méthanol (kg) | 0,11 | 0,00274 |
| Acide sulfurique (kg) | 0,0001 | 2,49E-06 |
| Acide chlorhydrique (kg) | 0,0036 | 8,96E-05 |
| Méthylsulfate de sodium | 0,0052 | 0,00013 |
| Hydroxyde de sodium (kg) | 0,0007 | 1,74E-05 |
| Hydroxyde de potassium (kg) | 0,0006 | 1,49E-05 |
| Azote gazeux (kg) | 0,0275 | 0,00068 |
| Acide phosphorique (kg) | 0,0003 | 7,46E-06 |
| Acide citrique (kg) | 0,0004 | 9,96E-06 |
| ***Extrants*** | | |
| Glycérol (kg) | 0,0815 | 0,00203 |
| Résidus de distillation du biodiesel (kg) | 0,0243 | 0,000605 |
| Acides gras (kg) | 0,0771 | 0,001919 |
| Biodiesel (kg) | 1 | 0,0337 |

** Remarque : Le contenu énergétique des coproduits comprend (Chen, et coll., 2018) : du glycérol à 18,56 MJ/kg; des résidus de distillation du biodiesel à 39,47 MJ/kg; et des acides gras à 39,47 MJ/kg. Le contenu énergétique du biodiesel est de 29,67 MJ/kg.*

*Distribution et combustion du biodiesel*

On suppose qu'après la conversion du suif en biodiesel, toutes les autres activités du cycle de vie liées à la distribution et à la combustion sont équivalentes à celles des filières du biodiesel à base de cultures modélisées à l'étape clé 3 (section 5.3), et que le contenu énergétique final du biodiesel est équivalent à celui des biodiesels classiques (29,67 MJ/kg).

### 7.2.2 Intensité en carbone du biodiesel issu du suif de bœuf

Les valeurs de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de suif de bœuf sont résumées dans le Tableau 61. L'IC du biodiesel de suif de bœuf est d'environ 21 g d'éq. $CO_2$/MJ, ce qui est inférieur de 79 % à celle du carburant fossile pour l'aviation (100 g d'éq. $CO_2$/MJ). La réduction de l'IC est largement due à la nature biogène des émissions de carbone du combustible de biocarburéacteur. Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie est l'équarrissage du suif de bœuf provenant des sous-produits d'abattoirs, suivi par la production du biodiesel. Le processus d'équarrissage est à forte intensité énergétique et il variera en fonction de la nature des sous-produits entrants et de l'efficacité du système. Aucun impact n'est attribué à

l'élevage et à l'abattage des animaux en amont, de sorte que cette IC des matières premières est entièrement attribuée au procédé d'équarrissage. Le transport des matières premières et du combustible contribue de manière relativement mineure aux émissions de GES du cycle de vie.

**Tableau 61. Résultats de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de suif de bœuf, moyenne canadienne, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biodiesel.**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Production des matières premières | 10 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport des matières premières | 0,5 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Production de biodiesel | 5,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 4,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **21** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

## 7.3 Biodiesel de graisse jaune

### 7.3.1 Limites et descriptions du système du biodiesel issu de la graisse jaune

La filière par défaut du biodiesel produit à partir de graisse jaune dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles est celle du biodiesel produit à partir d'huile de cuisson usée comme matière première. L'huile de cuisson usée est un mélange d'huiles et de graisses végétales produites par les restaurants et autres cuisines professionnelles. Cette huile de cuisson usée peut être convertie en graisse jaune par un procédé de purification et ensuite utilisée comme intrant pour la conversion en biodiesel, comme c'est le cas pour les huiles végétales issues de cultures oléagineuses (p. ex. le canola). Du point de vue du cycle de vie, la production de biodiesel à partir de graisse jaune trouve son origine dans la production et l'utilisation d'huiles de cuisson dans les restaurants; toutefois, l'huile de cuisson usée provenant de ces sources est considérée comme un déchet et aucune émission de GES associée aux activités en amont ne lui est attribuée, ce qui est conforme à un certain nombre d'autres ACV du biodiesel produit à partir de la graisse jaune (California Environmental Protection Agency, 2009) (S&T2 Consultants Inc., 2012) (Chen, et coll., 2018) (Université de Toronto, 2019). Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du biodiesel de graisse jaune commencent donc à la porte du restaurant, et elles comprennent le transport de l'huile de cuisson usée, la purification, le prétraitement, la conversion, la distribution et la combustion du biodiesel (Figure 13).

Les limites du système du biodiesel à base de graisse jaune sont illustrées à la Figure 13. Les modules du modèle de base pour ce procédé sont les suivants :

- transport de l'huile de cuisson usée des restaurants à l'usine de transformation;
- purification de l'huile de cuisson usée pour produire de la graisse jaune;
- transport de la graisse jaune de l'usine de transformation à l'usine de production de biodiesel;
- prétraitement de la graisse jaune;
- production du biodiesel;
- distribution du biodiesel;
- combustion du biodiesel.

Après la production du biodiesel, les activités du cycle de vie et les émissions de GES qui en résultent sont supposées être les mêmes que pour les filières du biodiesel issu de cultures. Les considérations relatives à l'inventaire du cycle de vie et à la modélisation du biodiesel issu de graisse jaune sont décrites ci-dessous.

### 7.3.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Transport de l'huile de cuisson usée*

Les données de 2017 indiquent que tout le biodiesel produit à partir de graisse jaune l'a été en Ontario et au Québec (Wolinetz, Hein et Moawad, 2019); cependant, pour le modèle moyen canadien développé pour le biodiesel à base de graisse jaune, on suppose que l'huile de cuisson usée est transportée par camion à partir de restaurants situés dans la même province que l'usine de biodiesel sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

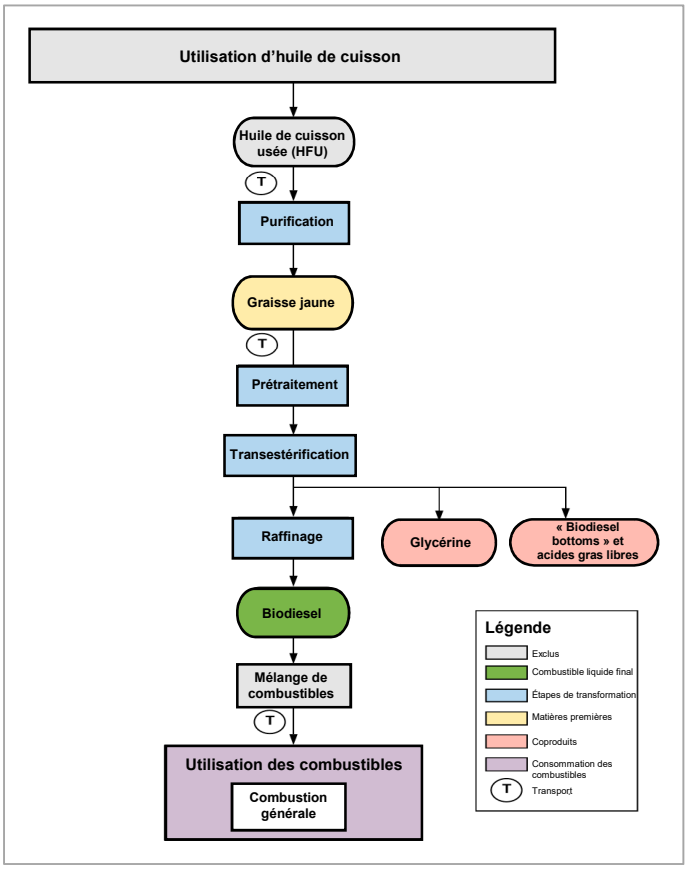



**Figure 13. Limites du système pour la production de biodiesel à partir de graisse jaune dérivée d'huile de cuisson usée.**

*Purification de l'huile de cuisson usée*

Le bilan massique et l'intensité énergétique de la production de graisse jaune par purification d'huile de cuisson usée ont été dérivés de GHGenius. Les données de

GHGenius ont été développées pour représenter le contexte canadien et elles sont utilisées ici pour la filière moyenne canadienne (S&T2 Consultants Inc., 2012). Le bilan massique et les intrants énergétiques pour la production de 1 kg de graisse jaune par purification d'huile de cuisson usée sont présentés dans le Tableau 62.

**Tableau 62. Bilan massique et intrants énergétiques pour la production de 1 kg de graisse jaune par purification d'huile de cuisson usée (S&T2 Consultants Inc., 2012)**

| Purification | Quantité |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Huile de cuisson usée (kg) | 1,17 |
| Transport d'huile de cuisson usée à l'usine (tkm)* | 0,0585 |
| Gaz naturel (MJ) | 0,76 |
| Électricité (kWh) | 0,098 |
| ***Extrants*** | |
| Graisse jaune (kg) | 1 |
| **Déchets** | |
| Eaux usées (kg) | 0,17 |

** L'huile de cuisson usée est supposée être transportée sur 100 km*

### *Transport de la graisse jaune aux usines de biodiesel*

Pour le modèle canadien moyen développé pour le biodiesel issu de graisse jaune, on suppose que la graisse jaune est transportée par camion depuis les usines de transformation de la même province que l'usine de conversion en biodiesel sur une distance moyenne de 100 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

### *Conversion de la graisse jaune en biodiesel*

En tant qu'intrant dans la conversion en biodiesel, la graisse jaune a une teneur en acides gras libres plus élevée que l'huile provenant des cultures oléagineuses. C'est pourquoi une étape de prétraitement est nécessaire pour réduire la teneur en acides gras libres avant la transestérification (California Environmental Protection Agency, 2009) (Université de Toronto, 2019). Les données sur les intrants énergétiques pour le prétraitement ont été obtenues dans le cadre du projet California-GREET, où une consommation moyenne d'énergie a été calculée en supposant que l'huile de cuisson usée est prétraitée par estérification acide et estérification non acide sur une base approximative de 50/50 (California Environmental Protection Agency, 2009). Les intrants énergétiques pour cette étape de prétraitement comprennent 0,385 MJ de gaz naturel par kg de biodiesel produit, et 0,0743 MJ d'électricité par kg de biodiesel produit.

Après le prétraitement, la graisse jaune est traitée selon un procédé de conversion en biodiesel similaire à celui utilisé pour d'autres huiles végétales issues de cultures. Le tableau 5 présente un résumé des intrants et extrants de la conversion de la graisse jaune en biodiesel. Contrairement à la conversion des matières premières d'huiles végétales issues de cultures, le procédé de conversion de la graisse jaune produit également des quantités importantes de résidus de distillation et d'acides gras libres du biodiesel, de sorte que les impacts du procédé de conversion ont été répartis entre le biodiesel, le glycérol, et les résidus de distillation et les acides gras libres. Cette

attribution a été effectuée en fonction du contenu énergétique des produits, comme l'indiquent Chen et coll. (2018), de sorte que 94 % des émissions associées à la conversion en biodiesel ont été attribuées au biodiesel.

**Tableau 63. Bilan massique et intrants de matières et d'énergie pour la production de biodiesel à partir de graisse jaune dans une installation américaine moyenne (Chen, et coll., 2018).**

| | Quantité (par kg de biodiesel) | Quantité (par MJ de biodiesel) |
|---|---|---|
| ***Intrants*** | | |
| Graisse jaune (kg) | 1 | 0,024895 |
| Gaz naturel (MJ) | 1,18 | 0,029377 |
| Électricité (kWh) | 0,0408 | 0,001017 |
| Résidus de distillation du biodiesel (MJ) | 0,0005 | 1,24E-05 |
| Méthanol (kg) | 0,108 | 0,0026887 |
| Acide sulfurique (kg) | 0,0001 | 2,49E-06 |
| Acide chlorhydrique (kg) | 0,0025 | 6,22E-05 |
| Méthylsulfate de sodium | 0,0049 | 0,000122 |
| Hydroxyde de sodium (kg) | 0,0004 | 9,96E-06 |
| Azote gazeux (kg) | 0,0022 | 5,48E-05 |
| ***Extrants*** | | |
| Glycérol (kg) | 0,0905 | 0,00225 |
| Résidus de distillation du biodiesel (kg) | 0,003 | 7,47E-05 |
| Acides gras (kg) | 0,0043 | 0,000107 |
| Biodiesel (kg) | 1 | 0,0337 |

** Remarque : Le contenu énergétique des coproduits comprend (Chen, et coll., 2018) : du glycérol à 18,56 MJ/kg; des résidus de distillation du biodiesel à 39,47 MJ/kg; et des acides gras à 39,47 MJ/kg. Le contenu énergétique du biodiesel est de 29,67 MJ/kg.*

#### *Distribution et combustion du biodiesel de graisse jaune*

On suppose qu'après la conversion de la graisse jaune en biodiesel, toutes les autres activités du cycle de vie liées à la distribution et à la combustion sont équivalentes à celles des filières du biodiesel issu de cultures modélisées à l'étape clé 3 (section 5.3), et que le contenu énergétique final du biodiesel est équivalent à celui des biodiesels classiques (29,67 MJ/kg).

### 7.3.3 Intensité en carbone du biodiesel issu de la graisse jaune

Les résultats de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de graisse jaune sont résumés dans le Tableau 64. L'IC du biodiesel produit à partir de graisse jaune est d'environ 12 g d'éq. $CO_2$/MJ, soit 88 % de moins que celle du carburant fossile pour l'aviation (100 g d'éq. $CO_2$/MJ). Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie est la production de biodiesel, suivi par la combustion et la production des matières premières. La production de matières premières pour le biodiesel à partir de graisse jaune est nettement inférieure à celle du suif, car le procédé d'équarrissage est moins énergivore et le suif doit être chauffé pour le transport.

**Tableau 64. Résultats de l'intensité en carbone du biodiesel produit à partir de graisse jaune, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'énergie du biodiesel.**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Production des matières premières | 1,9 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport des matières premières | 0,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Prétraitement de la graisse jaune | 0,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Production de biodiesel | 3,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 4,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **12** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

### 7.3.4 Incertitude

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour le biodiesel moyen canadien produit à partir de suif et de graisse jaune en utilisant l'analyse de Monte-Carlo. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sont présentés dans les graphiques en violon à la section 12. Ils sont présentés par rapport à l'incertitude d'autres combustibles à faible intensité en carbone dans cette section. Les principaux résultats de l'analyse de l'incertitude pour les deux types de biodiesel sont résumés dans le Tableau 65 ci-dessous.

Les résultats de l'analyse de l'incertitude montrent une fourchette assez étroite de résultats possibles, tant pour la partie supérieure que pour la partie inférieure pour les deux combustibles. La majeure partie de l'incertitude est due aux variations potentielles de l'intensité énergétique et du rendement des étapes d'équarrissage et de prétraitement du suif et de l'huile de cuisson usée.

**Tableau 65. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le biodiesel moyen canadien produit à partir de suif de bœuf et de graisse jaune. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Biodiesel, de suif de bœuf, moyen {CA}*** | | | | | |
| 20,7 | 20,7 | 20,4 | 3,09 | 15,5 | 27,6 |
| ***Biodiesel, de graisse jaune, moyen {CA}*** | | | | | |
| 11,7 | 11,7 | 11,6 | 1,43 | 9,48 | 15,0 |

### 7.3.5 Lacunes et limites des données sur le biodiesel issu de déchets

Les principales limites de la modélisation de la production de biodiesel à partir de suif et de graisse jaune sont le manque de données canadiennes récentes sur les intrants matériels et énergétiques de l'équarrissage du suif, du prétraitement de l'huile de cuisson usée et de la conversion en biodiesel. Bien que des données primaires aient été disponibles auprès des CEPR pour l'ICV de la conversion de l'éthanol et du biodiesel par un certain nombre de producteurs canadiens, il y avait des lacunes dans ces données et des difficultés à relier des matières premières précises au procédé, ce qui a limité son applicabilité pour la modélisation de procédés uniques de conversion de déchets en biodiesel. Pour l'équarrissage et le prétraitement, les données utilisées datent quelque peu et proviennent aussi principalement des États-Unis, de sorte que les données d'exploitation d'installations canadiennes pourraient améliorer la fiabilité des calculs de l'IC pour cette partie du cycle de vie. En outre, en raison de la composante fossile du méthanol utilisé dans la conversion, les émissions de combustion du biodiesel semblent

globalement non négligeables malgré l'exclusion du carbone biogène, de sorte que des données plus représentatives sur les émissions de combustion sont nécessaires pour solidifier la modélisation.

## 7.4 Éthanol de DSM

### 7.4.1 Limites et descriptions du système du biodiesel issu de la graisse jaune

La conversion des déchets solides municipaux en combustibles présente un intérêt croissant pour les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone. En particulier, les déchets alimentaires et les résidus de jardin qui font partie de la composante organique des DSM peuvent être de bonnes matières premières pour les combustibles, car ils ont un contenu énergétique élevé et leurs propriétés sont très similaires à celles d'autres matières premières de biomasse couramment utilisées, comme la biomasse de bois et les matières premières issues de cultures ( (Lee, Han et Wang, 2016).

Il existe un certain nombre d'options pour la conversion de déchets solides municipaux en éthanol, y compris la conversion par la société Enerkem de déchets solides municipaux non recyclables en éthanol, méthanol et autres produits par gazéification[13], et d'autres systèmes visant les matières organiques séparées à la source ou les matières organiques dans le flux des déchets solides municipaux; cependant, il n'y a pas de données disponibles publiquement pour modéliser le procédé d'Enerken, et très peu de données disponibles pour modéliser les déchets solides municipaux en éthanol en général. Alors que les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront construire leurs propres filières uniques de conversion de déchets solides municipaux en éthanol, la filière par défaut fournie ici concerne la conversion des résidus de jardin de la composante organique des déchets solides municipaux en éthanol par fermentation. Les résidus de jardin sont généralement constitués d'herbe, de feuilles et de bois, et ils présentent des caractéristiques similaires à celles d'autres matières premières lignocellulosiques modélisées dans cette étude, comme la canne de maïs. Ils peuvent donc être convertis en éthanol cellulosique par un procédé d'hydrolyse et de fermentation similaire à celui utilisé pour la canne de maïs et la paille de blé.

Étant donné que les résidus de jardin sont des déchets, aucune émission de GES associée aux activités en amont, telles que la production de déchets de jardin ou les systèmes de collecte des déchets solides municipaux, ne leur est attribuée, ce qui est conforme aux hypothèses d'autres études d'ACV (Lee, Han et Wang, 2016) (Kalogo, Habibi, MacLean et Joshi, 2007). Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie de l'éthanol provenant de déchets solides municipaux commencent donc par la livraison de résidus de jardin d'une installation centrale de collecte de déchets solides municipaux à une usine d'éthanol, cela comprend le prétraitement, la conversion, la distribution et la combustion du combustible (Figure 13). Les modules de processus unitaires pour ce procédé sont les suivants :

- transport des résidus de jardin à l'usine d'éthanol;

[13] Voir la description des procédés d'Enerkem ici : https://enerkem.com/fr/technologie-des-procedes/comparaison-des-technologies/

- prétraitement à l'acide dilué;
- hydrolyse enzymatique et fermentation;
- distillation et déshydratation;
- distribution de l'éthanol cellulosique;
- combustion de l'éthanol cellulosique.

À l'examen de la modélisation et des résultats concernant les systèmes de valorisation énergétique des déchets dans la documentation et dans d'autres outils de modélisation (p. ex. GREET), les limites du système de l'évaluation comprennent souvent la prise en compte des émissions associées aux pratiques actuelles de gestion des déchets afin de déterminer s'il y a une augmentation ou une diminution nette des émissions de GES au moment de réorienter les déchets vers la production de combustibles. Cet équilibre dépend fortement de la pratique actuelle de gestion des déchets (p. ex. mise en site d'enfouissement ou compostage), des projections des changements du marché si les déchets sont utilisés pour la bioénergie, et du procédé de conversion en combustible utilisé pour convertir la matière première de déchets en énergie. Ainsi, l'IC des combustibles produits à partir de DSM, telle qu'elle est rapportée dans la documentation, peut varier d'une administration à l'autre, et d'une filière à l'autre, et les résultats de la quantité limitée de documentation sur la conversion de DSM en éthanol indiquent un niveau élevé de variabilité (Kalogo, Habibi, MacLean et Joshi, 2007).

Cette approche de la modélisation des différences entre un cas de référence et le cas de la bioénergie est une forme de modélisation de l'ACV conséquente (modèle de recyclage basé sur le marché). Comme il est indiqué à la section 2, l'approche de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles consiste à utiliser une approche des coupures pour le recyclage ou la réutilisation des matières au-delà de la première vie de la matière. Ainsi, tout crédit ou charge d'émissions de GES associé à la réorientation de ces déchets vers une production de bioénergie n'est pas inclus dans la limite au moment du calcul de l'IC de la conversion de DSM en éthanol (la deuxième vie de la matière).

### 7.4.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Transport des résidus de jardin*

Les résidus de jardin collectés dans le cadre du système de gestion des DSM sont supposés être transportés d'un dépôt centralisé de DSM vers un producteur d'éthanol en utilisant un camion diesel moyen (comme modélisé à l'étape clé 2). La teneur en humidité des résidus de jardin est supposée être de 60 % (Lee, Han et Wang, 2016), et la masse sèche et la masse de l'humidité sont prises en compte dans le calcul des émissions provenant du transport de la matière première. Selon le procédé de conversion de cannes de maïs en éthanol cellulosique, il faut 0,143 kg (masse sèche) de matière première pour produire 1 MJ de combustible (PCS), et à une teneur en humidité de 60 %, il faut transporter 0,229 kg de matière première vers l'installation pour chaque MJ d'éthanol cellulosique produit. Comme il n'existe pas de données actuelles disponibles sur les chaînes d'approvisionnement existantes pour les producteurs de DSM à partir d'éthanol au Canada, la distance de transport de la matière première est supposée être de 100 km, et nécessite 0,0229 tkm par MJ d'éthanol cellulosique. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir.

Les utilisateurs peuvent également mettre à jour les calculs de transport pour tenir compte des données de rechange sur la teneur en humidité à l'avenir.

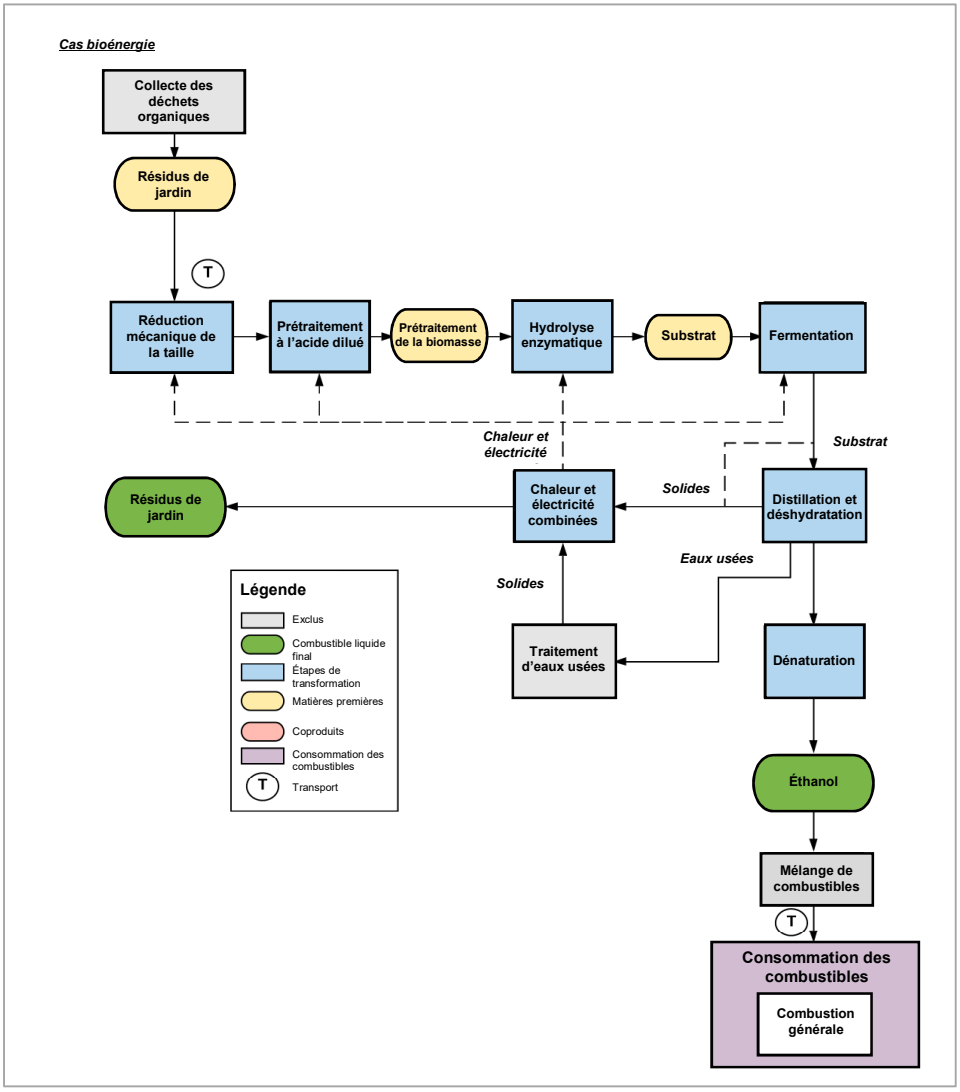



**Figure 14. Limites du système pour la production d'éthanol à partir de résidus de jardin dérivés de DSM.**

### *Prétraitement et conversion en éthanol*

Le prétraitement et la conversion des résidus de jardin en éthanol ont été supposés être effectués par le même procédé d'éthanol cellulosique que celui qui a été modélisé pour la conversion de cannes de maïs en éthanol cellulosique. Une hypothèse similaire a été faite pour la modélisation de la conversion des résidus de jardin en éthanol dans l'outil GREET (Lee, Han et Wang, 2016). Ce procédé de conversion comprend une réduction mécanique de la taille, un prétraitement à l'acide dilué et une conversion en combustible par hydrolyse et fermentation (section 6.2). En raison de la teneur élevée en humidité de la matière première par rapport à la canne de maïs, il faut plus d'énergie pour sécher la matière première, de sorte que la conversion des résidus de jardin en éthanol ne se traduit pas pour un surplus d'électricité qui pourrait être vendu au réseau. Ainsi, contrairement à la conversion de la canne de maïs pour laquelle un surplus d'électricité est produit (section 6.2), aucun crédit d'émission de GES n'est généré pour la conversion

des résidus de jardin. L'énergie supplémentaire nécessaire pour sécher la matière première entrante est estimée à 0,61 mm BTU (env. 644 MJ) de gaz naturel par tonne sèche de matière première, comme elle a été calculée dans les travaux de Lee et coll. pour un procédé américain moyen (Lee, Han et Wang, 2016). Le procédé de conversion en éthanol cellulosique nécessite 0,143 kg (sec) de résidus de jardin, de sorte qu'il faut 0,092 MJ de gaz naturel supplémentaire par MJ de combustible produit.

*Distribution et combustion de l'éthanol issu de DSM*

Comme il n'existe pas de chaînes d'approvisionnement établies pour la production et la distribution de l'éthanol produit à partir de DSM au Canada, on a supposé que la distribution du combustible aux utilisateurs finaux et la combustion du combustible seraient équivalentes à la distribution et à la combustion des filières de bioéthanol produit à partir de cultures modélisées à la section 5. On a également supposé que l'éthanol cellulosique provenant de résidus de jardin avait le même PCS que le bioéthanol issu de cultures.

### 7.4.3 Intensité en carbone de l'éthanol issu des résidus de jardin

Les résultats de l'intensité en carbone de l'éthanol cellulosique provenant des résidus de jardin issus de DSM sont résumés dans le Tableau 66. Pour cette filière moyenne par défaut, l'IC est estimée à environ 30 g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible (PCS) pour le combustible pur/non mélangé, ce qui est environ 67 % inférieur à l'IC estimée pour l'essence ordinaire (92 g d'éq. $CO_2$/MJ). Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie de la filière est la conversion de la matière première en éthanol cellulosique par hydrolyse et fermentation, qui représente 80 % des émissions de GES du cycle de vie. La principale différence dans l'IC entre l'éthanol cellulosique issu de DSM et l'essence ordinaire réside dans les émissions de combustion. Alors que les émissions de combustion de l'essence sont d'environ 66 g d'éq. $CO_2$ par MJ, les émissions de combustion de l'éthanol cellulosique issu de déchets sont presque nulles en raison de la nature biogène du carbone contenu dans le combustible.

**Tableau 66. Résultats de l'intensité en carbone de l'éthanol cellulosique produit à partir de résidus de jardin issus de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ d'éthanol (PCS).**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Transport des matières premières | 3,0 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Prétraitement | 2,0 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Hydrolyse et fermentation | 24 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,8 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **30** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour l'éthanol provenant de résidus de jardin issus de DSM sur la base de la qualité des données et des évaluations de l'adéquation des données de l'ICV. Les résultats de l'analyse de Monte-Carlo indiquent que l'IC pourrait varier considérablement en fonction des données et des hypothèses utilisées, allant de 76 % supérieur à la valeur par défaut à 45 % inférieur. L'incertitude des résultats pour l'éthanol provenant de DSM est également illustrée dans les graphiques en violon à la section 12 du rapport, y compris une comparaison avec la valeur de référence de l'IC de l'essence ordinaire et d'autres filières du bioéthanol et de l'éthanol cellulosique.

**Tableau 67. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour l'éthanol cellulosique moyen canadien de résidus de jardin issus de DSM. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Éthanol, de résidus de jardin, moyenne {CA}*** | | | | | |
| 30,0 | 30,1 | 28,6 | 9,2 | 16,4 | 52,7 |

### 7.4.4 Lacunes et limites des données sur l'éthanol issu de DSM

Comme il n'existe pas de données et que les producteurs d'éthanol à partir de DSM sont très peu nombreux au Canada, toutes les données de l'ICV utilisées reposent sur des études antérieures réalisées dans des régions à l'extérieur du Canada et qui ont été modifiées sur la base d'hypothèses et d'orientations tirées de la documentation. Ainsi, les principales limites de la modélisation de la production d'éthanol cellulosique à partir de DSM sont le manque de données canadiennes récentes sur les intrants matériels et énergétiques utilisés dans le procédé de conversion, et de données précises sur les matières premières qui seraient utilisées. Afin d'établir une filière par défaut pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons modélisé la conversion des résidus de jardin en utilisant un procédé de conversion de l'éthanol cellulosique; cependant, d'autres matières premières provenant de DSM pourraient être utilisées, et d'autres procédés de conversion pourraient être utilisés (p. ex. la gazéification), ce qui pourrait modifier considérablement l'IC. Les résultats de l'IC sont donc généralement limités à cette filière en particulier, et les fourchettes d'incertitude fournies doivent être utilisées comme des fourchettes supérieures et inférieures d'extrants possibles en fonction des variations de la technologie et des caractéristiques des matières premières.

## 8. Gaz naturel renouvelable (GNR)

Le gaz naturel renouvelable (GNR) est du gaz méthane dérivé de matières organiques et de flux de déchets qui a été produit et dont les impuretés ont été éliminées suffisamment pour être conforme aux spécifications actuelles des gazoducs ou aux normes relatives aux carburants pour véhicules (Association canadienne du gaz, 2014). Le GNR peut généralement être produit à partir de la digestion anaérobie ou de la gazéification de résidus agricoles ou agroalimentaires (résidus de cultures, fumier de bétail, déchets alimentaires), de sous-produits forestiers (p. ex. des résidus de récoltes), ainsi que de flux de DSM et de boues de traitement d'eaux usées. Le biogaz issu de ces processus doit ensuite être valorisé en GNR en éliminant les impuretés pour atteindre une concentration en méthane appropriée. Le GNR est considéré comme une matière première d'énergie renouvelable en raison de la nature biogène de la source, et le carbone libéré à la combustion du GNR est de nature biogène et n'est donc pas comptabilisé comme une augmentation du carbone atmosphérique dans le cadre des méthodes actuelles de production et de déclaration de l'inventaire national des GES utilisées au Canada.

Dans une étude réalisée en 2019 pour Ressources naturelles Canada, il a été établi qu'il existe actuellement 12 installations de production de GNR en activité au Canada, et que deux autres devraient entrer en service d'ici les deux prochaines années (CIRAIG, 2019). Ces 14 installations comprennent les suivantes :

- 2 installations de conversion des boues de traitement d'eaux usées;
- 1 installation de conversion de déchets organiques ménagers;
- 4 installations de conversion de déchets organiques;
- 3 installations de conversion de fumier de vaches laitières et de déchets hors ferme;
- 4 installations de valorisation des gaz d'enfouissement.

La détermination de l'IC des systèmes de GNR est difficile en raison du manque de données primaires provenant du petit nombre de producteurs actuels, et en raison de la variabilité potentielle de l'IC qui pourrait résulter de l'utilisation des nombreuses matières premières disponibles, et de l'utilisation de différentes formes de digestion anaérobie et de technologies de valorisation. Un sondage auprès des producteurs actuels a été mené au cours de l'été 2019 et a permis de recueillir certaines données d'exploitation auprès d'un petit sous-ensemble de cinq (5) des producteurs actuellement actifs (CIRAIG, 2019); toutefois, ces données étaient incomplètes et ont été combinées avec les données de la documentation pour produire des inventaires moyens pour la digestion anaérobie et la valorisation du biogaz qui ne sont pas spécifiques à une matière première ou une technologie donnée.

Pour les besoins de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons établi les modules du modèle pour 4 filières de GNR, y compris le captage et la valorisation des gaz d'enfouissement, ainsi que la digestion anaérobie et la valorisation du biogaz provenant de trois (3) sources de matières organiques, dont les boues de traitement des eaux usées, les matières organiques issues des DSM et le fumier de bétail. Le manque de données disponibles auprès des producteurs canadiens a limité la capacité à développer des modèles à haute résolution de ces quatre filières, mais cela a plutôt permis de développer des modules plus génériques pour les processus unitaires de base tels que la digestion anaérobie et la valorisation du biogaz. On s'attend à ce que les

utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles utilisent et développent ces modules à l'avenir pour mettre au point des filières plus précises.

Les sections suivantes donnent un aperçu des limites du système, de la modélisation et des résultats de l'IC pour chacune des quatre (4) filières du GNR.

## 8.1 GNR de gaz d'enfouissement

### 8.1.1 Limites et descriptions du système du GNR issu de gaz d'enfouissement

Le gaz d'enfouissement est un biogaz généré par la décomposition de matières organiques dans les sites d'enfouissement municipaux. Il est composé principalement de méthane, mais il contient également du dioxyde de carbone et plusieurs autres substances en petites quantités (p. ex. du sulfure d'hydrogène). La pratique classique consiste à brûler les gaz d'enfouissement pour convertir la majeure partie du méthane en dioxyde de carbone afin de réduire les émissions de GES, et de réduire les autres principaux polluants atmosphériques (Mintz, Han, Wang et Saricks, 2010). Bien que les sites d'enfouissement de certaines administrations puissent également inclure la production d'énergie à partir du captage des gaz d'enfouissement, ce n'est pas toujours le cas, et les gaz d'enfouissement non utilisés représentent une matière première potentielle pour le GNR qui est largement disponible.

Étant donné que le gaz d'enfouissement est un déchet provenant de la fraction organique des DSM, aucune émission de GES associée aux activités en amont telles que la production de DSM ou les systèmes de collecte des DSM ne lui est attribuée, ce qui est conforme aux hypothèses utilisées dans le modèle d'ACV de GREET (Lee, Han et Wang, 2016). En outre, on suppose que les sites d'enfouissement d'où proviennent les gaz d'enfouissement capturent déjà ce biogaz pour le brûler afin de réduire les émissions de méthane. Ainsi, l'utilisation d'énergie et les émissions associées au captage des gaz d'enfouissement à l'aide d'un système de soufflerie sont également exclues des limites du système, car cela se produirait indépendamment du fait que le biogaz soit destiné à la production de GNR ou non.

Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du GNR provenant des gaz d'enfouissement commencent donc par la valorisation des gaz d'enfouissement captés (Figure 15). Les modules de processus unitaires pour ce procédé sont les suivants :

- Valorisation du biogaz d'enfouissement en GNR;
- Distribution et stockage dans le réseau de gaz naturel;
- Combustion.

À l'examen de la modélisation et des résultats concernant les systèmes de valorisation énergétique des déchets dans la documentation et dans d'autres outils de modélisation (p. ex. GREET), les limites du système de l'évaluation comprennent souvent la prise en compte des émissions associées aux pratiques actuelles de gestion des déchets afin de déterminer s'il y a une augmentation ou une diminution nette des émissions de GES au moment de réorienter les déchets vers la production de combustibles. Cet équilibre dépend fortement de la pratique actuelle de gestion des déchets (p. ex. mise en site d'enfouissement ou compostage), des projections des changements du marché si les déchets sont utilisés pour la bioénergie, et du procédé de conversion en combustible

utilisé pour convertir la matière première de déchets en énergie. Ainsi, l'IC des combustibles produits à partir de DSM, telle qu'elle est rapportée dans la documentation, peut varier d'une administration à l'autre, ainsi que d'une filière à l'autre, et les résultats dans la quantité limitée de documentation sur la conversion des DSM en éthanol indiquent un degré élevé de variabilité (Kalogo, Habibi, MacLean et Joshi, 2007).

Cette approche de la modélisation des différences entre un cas de référence et le cas de la bioénergie est une forme de modélisation de l'ACV conséquente (modèle de recyclage basé sur le marché). Comme il est indiqué à la section 2, l'approche de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles consiste à utiliser une approche des coupures pour le recyclage ou la réutilisation des matières au-delà de la première vie de la matière. Ainsi, tout crédit ou charge d'émissions de GES associé à la réorientation de ces déchets vers une production de bioénergie n'est pas inclus dans la limite au moment du calcul de l'IC de la conversion de DSM en éthanol (la deuxième vie de la matière).

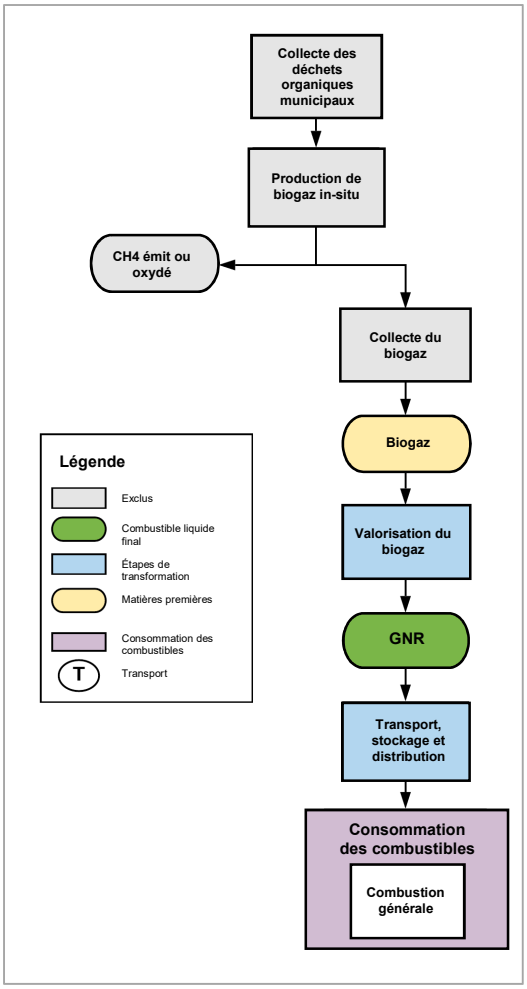



**Figure 15. Limites du système pour la production de GNR à partir de gaz d'enfouissement.**

### 8.1.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Valorisation du biogaz*

L'ICV de la valorisation du biogaz est fondé sur une combinaison de données primaires provenant d'un nombre limité de producteurs canadiens de GNR et de données secondaires provenant de la documentation utilisée pour combler les lacunes dans l'ensemble des données primaires. Ces données confidentielles ont été compilées par le CIRAIG et transmises à ECCC par RNCan, pour être utilisées dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles (CIRAIG, 2019). Les émissions de GES du cycle de vie associées à la transformation des gaz d'enfouissement en GNR sont fondées sur la consommation d'énergie nécessaire pour alimenter le procédé et sur les émissions directes de méthane et de dioxyde de carbone du procédé. Ces émissions directes sont fonction de la composition du biogaz entrant, et un profil moyen de la composition du biogaz a été utilisé à partir de la documentation, car aucune donnée canadienne précise n'était disponible (CIRAIG, 2019). Un résumé des intrants et des extrants et de la composition du biogaz se trouve dans le Tableau 68.

**Tableau 68. Intrants, extrants, composition du biogaz, et composition du GNR pour la valorisation des gaz d'enfouissement transformés en GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019).**

| | Quantité (par $m^3$ de GNR) | Quantité (par MJ de GNR)* |
|---|---|---|
| ***Intrants*** | | |
| Biogaz ($m^3$) | 3,95 | 0,104 |
| Électricité (kWh) | 0,862 | 0,023 |
| Charbon activé (kg) | 0,001 | 2,63E-05 |
| ***Extrants*** | | |
| GNR ($m^3$) | 1 | 0,026 |
| Méthane (kg)** | 0,00163 | 4,29E-05 |
| Dioxyde de carbone (kg)*** | 3,43 | 0,09 |
| ***Composition des gaz d'enfouissement*** | | |
| Méthane, biogène (% vol.) | 45 | |
| Hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Dioxyde de carbone, biogène (% vol.) | 40 | |
| Azote (% vol.) | 15 | |
| Oxygène (% vol.) | 1 | |
| Sulfure d'hydrogène (% vol.) | 0,0001 | |
| Ammoniac (% vol.) | 0,000005 | |
| **Composition du GNR** | | |
| Méthane, biogène (% vol.) | 97,46 | |
| Hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Dioxyde de carbone, biogène (% vol.) | 0,78 | |
| Azote (% vol.) | 1,735 | |
| Oxygène (% vol.) | 0,02 | |
| Sulfure d'hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Ammoniac (% vol.) | 0 | |

** Remarque : Le contenu énergétique du GNR est de 38 MJ/$m^3$* (CIRAIG, 2019).
*** Remarque : Les émissions de méthane sont supposées être brûlées par torchage. Les émissions de méthane seraient plus élevées dans les cas où les émissions sont seulement ventilées.*
**** Remarque : Les émissions de dioxyde de carbone provenant de la valorisation du biogaz sont de nature biogène et donc exclues des calculs de l'IC.*

Les calculs des émissions de méthane et de dioxyde de carbone provenant du procédé de valorisation du biogaz sont résumés dans les fiches de calcul fournies pour le GNR dans la documentation justificative. Les émissions de méthane provenant de la valorisation du biogaz sont supposées être brûlées par torchage à un rendement de 99,5 %, ce qui réduit considérablement les émissions de méthane. Dans les cas où le méthane n'est pas brûlé par torchage, l'IC serait nettement plus élevée. Le charbon activé a été exclu des calculs de l'IC pour la valorisation du biogaz en raison de la quantité négligeable utilisée et de sa faible contribution à l'IC du cycle de vie. La composition du GNR produit par ce procédé est supposée être la même, quel que soit le biogaz utilisé.

*Distribution et combustion du GNR*

Comme il n'y a pas de données disponibles sur les chaînes d'approvisionnement établies au Canada pour la production et la distribution du GNR, on a supposé que la distribution du combustible aux utilisateurs finaux serait équivalente à la distribution de gaz naturel classique modélisée à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b). Il s'agit d'une hypothèse raisonnable, car on s'attend à ce que le GNR remplace le gaz naturel classique dans les infrastructures de distribution et d'utilisation actuelles.

Les données primaires sur les émissions de combustion du GNR n'étaient pas disponibles. Le carbone contenu dans le combustible étant biogène, il est exclu des calculs de l'IC. Les estimations des émissions de méthane et d'oxyde nitreux associées à la combustion du GNR ont été obtenues à partir d'un résumé des coefficients d'émission pour la réglementation de la Colombie-Britannique sur les carburants renouvelables (ministère de l'Environnement et de la Stratégie sur le changement climatique de la Colombie-Britannique, 2017). Il faut noter que les émissions de méthane et d'oxyde nitreux peuvent varier en fonction de l'efficacité de la combustion, ce qui n'est pas reflété dans ce cas moyen.

### 8.1.3 Intensité en carbone du GNR issu des gaz d'enfouissement

Les résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de gaz d'enfouissement sont résumés dans le Tableau 69. Pour cette filière moyenne par défaut, l'IC est estimée à environ 6,0 g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible (PCS), ce qui est environ 91 % inférieur à l'IC estimée du gaz naturel classique (67 g d'éq. $CO_2$/MJ). Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie de la filière est la valorisation du biogaz, qui représente 88 % des émissions de GES du cycle de vie. La principale différence entre l'IC du GNR et l'IC du gaz naturel classique réside dans les émissions de combustion. Alors que les émissions de combustion du gaz naturel sont d'environ 53 g d'éq. $CO_2$ par MJ, les émissions de combustion du GNR sont presque nulles en raison de la nature biogène du carbone contenu dans le combustible.

**Tableau 69. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de gaz d'enfouissement, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS).**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Valorisation du biogaz | 5,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **6,0** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNR produit à partir de gaz d'enfouissement se trouvent à la section 12.

## 8.2 GNR de boues de traitement d'eaux usées

### 8.2.1 Limites et descriptions du système du GNR issu de boues de traitement d'eaux usées

Du biogaz peut également être généré à partir de la digestion anaérobie des boues de traitement des eaux usées. Les boues de traitement des eaux usées sont un sous-produit des procédés de traitement des eaux usées municipales. Comme elles sont assez homogènes et ont un contenu énergétique élevé, elles constituent une bonne matière première potentielle pour les biocombustibles. La pratique classique consiste à traiter les boues de traitement des eaux usées par un procédé de digestion anaérobie qui produit du biogaz et du digestat. Le biogaz est généralement brûlé par torchage pour réduire les émissions de méthane, et le digestat est utilisé comme amendement de sol dans les champs agricoles (Lee U. , Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016). Un sondage mené en 2019 auprès de producteurs canadiens de GNR a révélé que deux installations devraient produire du GNR à partir de boues de traitement d'eaux usées d'ici les deux prochaines années, mais qu'aucune autre activité n'a été enregistrée pour cette filière.

Comme les boues sont des déchets provenant des usines de traitement des eaux usées, aucune émission de GES associée aux activités en amont, telles que la production d'eaux usées ou la collecte et le traitement des eaux usées, ne leur est attribuée, ce qui est conforme aux hypothèses retenues dans le modèle d'ACV de GREET (Lee U., Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016).

Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du GNR à partir de boues de traitement des eaux usées commencent donc avec le transport des boues vers une installation de GNR (Figure 16). Les modules de processus unitaires pour ce procédé sont les suivants :

- transport des boues de traitement d'eaux usées vers une installation de GNR;
- digestion anaérobie des boues de traitement d'eaux usées pour produire du biogaz et du digestat;
- valorisation du biogaz en GNR;
- distribution et stockage dans le réseau de gaz naturel;
- combustion.

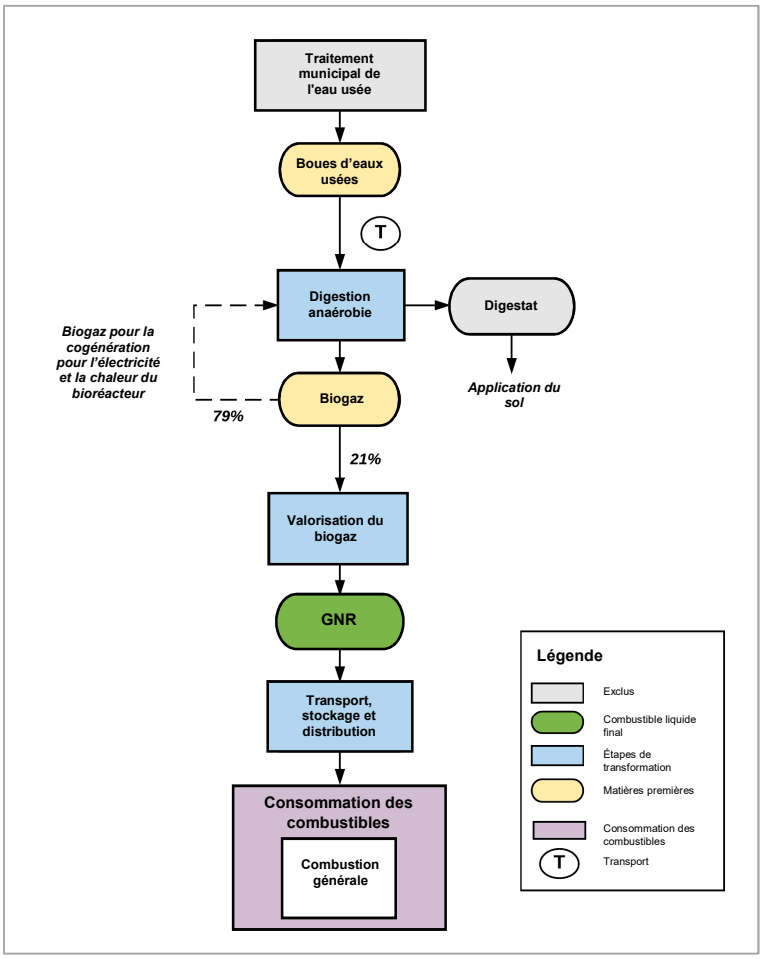



**Figure 16. Limites du système pour la production de GNR à partir de boues de traitement d'eaux usées.**

### 8.2.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Transport de boues de traitement d'eaux usées*

La collecte de boues de traitement d'eaux usées des usines de traitement des eaux usées est supposée être transportée vers un producteur de GNR à l'aide d'un camion diesel moyen (comme modélisé à l'étape clé 2). La teneur en humidité des boues de traitement des eaux usées est supposée être de 90 % (Lee U., Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016), et la masse sèche et la masse de l'humidité sont prises en compte dans le calcul des émissions provenant du transport de la matière première. D'après les données compilées par le CIRAIG, il faut 1,196 kg (masse sèche) de matière première pour produire 1 $m^3$ de biogaz par digestion anaérobie. À une teneur en humidité de 90 %, il faut donc transporter 2,27 kg de boues humides vers l'installation pour chaque $m^3$ de biogaz produit. Étant donné qu'il n'existe pas de données actuelles sur les chaînes d'approvisionnement existantes pour les producteurs de GNR à partir de boues de traitement d'eaux usées au Canada, on présume que la distance de transport de la matière première est de 50 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus

précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir. Les utilisateurs peuvent également mettre à jour les calculs de transport pour tenir compte des données de rechange sur la teneur en humidité à l'avenir.

### *Digestion anaérobie*

La digestion anaérobie des matières organiques a été modélisée à partir d'une combinaison de données primaires et secondaires compilées pour mettre au point un procédé canadien moyen de digestion anaérobie (CIRAIG, 2019). Le procédé moyen modélisé est basé sur un procédé de digestion anaérobie qui comprend une centrale de cogénération sur place qui fournit de la chaleur et de l'électricité au procédé. On présume que la cogénération représente toute l'énergie nécessaire au procédé, à l'exception d'une petite quantité de chaleur provenant du gaz naturel et d'électricité du réseau. Le procédé produit du biogaz et du digestat. Une partie importante du biogaz produit est utilisée pour alimenter l'unité de cogénération, tandis que le reste est destiné à la production de GNR. On suppose que le digestat est stocké dans un endroit fermé pour une utilisation future potentielle comme amendement de sol. Les intrants et les extrants du procédé moyen de digestion anaérobie sont résumés dans le Tableau 73 ci-dessous. Les émissions de GES associées à la production de biogaz par digestion anaérobie ont été réparties entre l'extrant de biogaz et le digestat en fonction de leur contenu énergétique, de sorte que 18,3 % des émissions de GES ont été attribuées au biogaz. En ce qui concerne l'intrant de matière organique au procédé, les données compilées par le CIRAIG portaient sur un procédé moyen utilisant un mélange de matières premières; toutefois, afin de modéliser les filières du GNR à partir de matières premières organiques individuelles, on a présumé que la même masse totale d'intrant de matière organique serait nécessaire, quelle que soit la matière première utilisée. Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice, car les matières organiques entrantes auraient des teneurs en humidité et des propriétés différentes; toutefois, des données précises sur la digestion anaérobie n'étaient pas disponibles pour chaque type de matière première.

**Tableau 70. Intrants, extrants pour la digestion anaérobie des matières organiques pour produire du biogaz pour la valorisation du GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019).**

| | Quantité (par $m^3$ de biogaz traité) |
|---|---|
| ***Intrants*** | |
| Matières organiques (kg)* | 1,196 |
| Hydroxyde de sodium (kg) | 2,18E-05 |
| Électricité, du réseau (kWh) | 0,145 |
| Chaleur – de la cogénération interne (MJ) | 4,65 |
| Chaleur – du gaz naturel (MJ) | 0,002 |
| ***Extrants*** | |
| Biogaz – à transformer en GNR ($m^3$)** | 0,2086 |
| Biogaz – à utiliser dans la cogénération ($m^3$)** | 0,7914 |
| Chaleur – de la cogénération (MJ) | 4,854 |
| Électricité – de la cogénération (kWh) | 2,127 |
| Digestat (kg)*** | 8,581 |
| Méthane – de la cogénération (kg) | 7,63E-05 |
| Oxyde nitreux – de la cogénération (kg) | 2,81E-07 |
| Méthane – du digesteur (kg) | 0,00307 |

** Remarque : Les données recueillies par le CIRAIG pour la quantité de matières organiques utilisées ont été basées sur un mélange moyen de différentes matières organiques, y compris des déchets alimentaires, des boues de traitement des eaux usées, des huiles de cuisson usées, du lisier de porc et du lisier de vache. Afin de modéliser une filière en particulier (p. ex. les boues de traitement des eaux usées), une hypothèse simplificatrice a été utilisée, à savoir que le total de ces différents intrants est la masse requise d'intrants organiques de tout type.*
*** Remarque : Le contenu énergétique du biogaz produit est de 25 MJ/$m^3$* (CIRAIG, 2019).
****Remarque : On présume que le contenu énergétique du digestat est de 13 MJ/kg* (Durdevic, Blecich et Lenic, 2018)

### *Transformation du biogaz en GNR*

L'ICV de la valorisation du biogaz est fondé sur une combinaison de données primaires provenant d'un nombre limité de producteurs canadiens de GNR et de données secondaires provenant de la documentation utilisée pour combler les lacunes dans l'ensemble des données primaires. Ces données confidentielles ont été compilées par le CIRAIG et transmises à ECCC par RNCan, pour être utilisées dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles (CIRAIG, 2019). Les émissions de GES du cycle de vie associées à la transformation du biogaz par digestion anaérobie en GNR sont fondées sur la consommation d'énergie nécessaire pour alimenter le procédé et sur les émissions directes de méthane et de dioxyde de carbone du procédé. Ces émissions directes sont fonction de la composition du biogaz entrant, et une composition moyenne du biogaz issu de la digestion anaérobie a été utilisée à partir de la documentation, car aucune donnée canadienne précise n'était disponible (CIRAIG, 2019). Un résumé des intrants et des extrants et de la composition du biogaz se trouve dans le Tableau 71.

**Tableau 71. Intrants, extrants, composition du biogaz, et composition du GNR pour la valorisation du biogaz issu de la digestion anaérobie en GNR dans une installation canadienne moyenne (CIRAIG, 2019).**

| | Quantité (par $m^3$ de GNR) | Quantité (par MJ de GNR)* |
|---|---|---|
| ***Intrants*** | | |
| Biogaz ($m^3$) | 3,95 | 0,104 |
| Électricité (kWh) | 0,862 | 0,023 |
| Charbon activé (kg) | 0,001 | 2,63E-05 |
| ***Extrants*** | | |
| GNR ($m^3$) | 1 | 0,026 |
| Méthane (kg)** | 0,0054 | 0,00014 |
| Dioxyde de carbone (kg)*** | 2,53 | 0,067 |
| ***Composition des gaz d'enfouissement*** | | |
| Méthane, biogène (% vol.) | 65 | |
| Hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Dioxyde de carbone, biogène (% vol.) | 35 | |
| Azote (% vol.) | 0,2 | |
| Oxygène (% vol.) | 0 | |
| Sulfure d'hydrogène (% vol.) | 0,0005 | |
| Ammoniac (% vol.) | 0,0001 | |
| **Composition du GNR** | | |
| Méthane, biogène (% vol.) | 97,46 | |
| Hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Dioxyde de carbone, biogène (% vol.) | 0,78 | |
| Azote (% vol.) | 1,735 | |
| Oxygène (% vol.) | 0,02 | |
| Sulfure d'hydrogène (% vol.) | 0 | |
| Ammoniac (% vol.) | 0 | |

** Remarque : Le contenu énergétique du GNR est de 38 MJ/$m^3$* (CIRAIG, 2019).
*** Remarque : Les émissions de méthane sont supposées être brûlées par torchage. Les émissions de méthane seraient plus élevées dans les cas où les émissions sont seulement ventilées.*
**** Remarque : Les émissions de dioxyde de carbone provenant de la valorisation du biogaz sont de nature biogène et donc exclues des calculs de l'IC.*

Les calculs des émissions de méthane et de dioxyde de carbone provenant du procédé de valorisation du biogaz sont résumés dans les fiches de calcul fournies pour le GNR dans la documentation justificative. Les émissions de méthane provenant de la valorisation du biogaz sont supposées être brûlées par torchage à un rendement de 99,5 %, ce qui réduit considérablement les émissions de méthane. Dans les cas où le méthane n'est pas brûlé par torchage, l'IC serait nettement plus élevée. Le charbon activé a été exclu des calculs de l'IC pour la valorisation du biogaz en raison de la quantité négligeable utilisée et de sa faible contribution à l'IC du cycle de vie. La composition du GNR produit par ce procédé est supposée être la même, quel que soit le biogaz utilisé.

### *Distribution et combustion du GNR*

Comme il n'existe pas de données disponibles sur les chaînes d'approvisionnement établies au Canada pour la production et la distribution de GNR, on a supposé que la distribution de combustible aux utilisateurs finaux serait équivalente à la distribution du gaz naturel classique modélisée à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective

Systems, 2019b). Il s'agit d'une hypothèse raisonnable, car on s'attend à ce que le GNR remplace le gaz naturel classique dans les infrastructures de distribution et d'utilisation actuelles.

Les données primaires sur les émissions de combustion du GNR n'étaient pas disponibles. Le carbone contenu dans le combustible étant biogène, il est exclu des calculs de l'IC. Les estimations des émissions de méthane et d'oxyde nitreux associées à la combustion du GNR ont été obtenues à partir d'un résumé des coefficients d'émission pour la réglementation de la Colombie-Britannique sur les carburants renouvelables (ministère de l'Environnement et de la Stratégie sur le changement climatique de la Colombie-Britannique, 2017). Il faut noter que les émissions de méthane et d'oxyde nitreux peuvent varier en fonction de l'efficacité de la combustion, ce qui n'est pas reflété dans ce cas moyen.

### 8.2.3 Intensité en carbone du GNR issu des boues de traitement des eaux usées

Les résultats de l'intensité en carbone du GNR produit par la digestion anaérobie et la valorisation des boues de traitement des boues usées sont résumés dans le Tableau 72. Pour cette filière moyenne par défaut, l'IC est estimée à environ 26 g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible (PCS), ce qui est environ 61 % inférieur à l'IC estimée du gaz naturel classique (67 g d'éq. $CO_2$/MJ). Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie de la filière est la digestion anaérobie des boues de traitement des eaux usées, qui représente 38 % des émissions de GES du cycle de vie. L'IC de la valorisation du biogaz est plus élevée que celle du gaz d'enfouissement, car le biogaz entrant est supposé avoir une teneur plus élevée en méthane et les émissions de méthane non brûlé sont donc plus élevées. Le transport des matières premières contribue également de manière significative aux émissions totales de GES du cycle de vie, puisqu'il représente 28 % des émissions. Cela s'explique par le fait que les boues de traitement des eaux usées ont une teneur en humidité très élevée lorsqu'elles sont transportées jusqu'à l'installation de GNR. Selon un autre scénario, les boues de traitement des eaux usées pourraient être déshydratées avant le transport, ce qui nécessiterait une énergie supplémentaire; toutefois, ces données n'étaient pas disponibles.

**Tableau 72. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de boues de traitement d'eaux usées, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS).**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Transport de la matière première à une installation de GNR | 7,4 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Digestion anaérobie | 10 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Valorisation du biogaz | 8,1 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **26** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

Les résultats de l'analyse de l'incertitude du GNR produit à partir de boues de traitement d'eaux usées sont fournis plus loin dans cette section, ainsi que dans les graphiques en violon de la section 12.

## 8.3 GNR de matières organiques de DSM

### 8.3.1 Limites et descriptions du système du GNR issu de matières organiques de DSM

Le biogaz peut également être généré à partir de la digestion anaérobie de matières organiques présentes dans les DSM (p. ex. les restes de nourriture). Les matières organiques, y compris les résidus de jardin et les restes de nourriture, constituent environ 40 % du flux de DSM dans la plupart des municipalités canadiennes (Environnement Canada, 2013). La gestion des matières organiques dans les DSM va de diverses formes de compostage à des systèmes de digestion anaérobie, et une partie des déchets organiques ménagers aboutit également dans le principal flux de déchets solides qui sont envoyés dans les sites d'enfouissement. Un sondage mené auprès de producteurs canadiens de GNR en 2019 a indiqué que cinq installations produisent actuellement du GNR à partir de flux de déchets organiques.

Comme les matières organiques sont des déchets, aucune émission de GES associée aux activités en amont telles que la production des matières ou la collecte et le traitement des matières ne leur est attribuée. Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du GNR à partir de matières organiques de DSM commencent donc avec le transport des matières organiques d'un point de collecte central de DSM à une installation de GNR (Figure 17). Les modules de processus unitaires pour ce procédé sont les suivants :

- transport des matières organiques à une installation de GNR;
- digestion anaérobie des matières organiques pour produire du biogaz et du digestat;
- valorisation du biogaz en GNR;
- distribution et stockage dans le réseau de gaz naturel;
- combustion.

### 8.3.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Transport des matières organiques*

On suppose que les matières organiques collectées dans les systèmes de DSM sont transportées jusqu'à un producteur de GNR à l'aide d'un camion diesel moyen (comme modélisé à l'étape clé 2). La teneur en humidité des matières organiques est supposée être de 70 % (Lee U., Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016), et la masse sèche et la masse de l'humidité sont prises en compte dans le calcul des émissions provenant du transport de la matière première. D'après les données compilées par le CIRAIG, il faut 1,196 kg (masse sèche) de matière première pour produire 1 $m^3$ de biogaz par digestion anaérobie. Avec une teneur en humidité de 70 %, il faut donc transporter 2,03 kg de matières organiques humides vers l'installation pour chaque $m^3$ de biogaz produit. Comme il n'existe pas de données actuelles sur les chaînes d'approvisionnement existantes pour les producteurs de GNR à partir de matières organiques de DSM au Canada, la distance de transport de la matière première est supposée être de 50 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir. Les utilisateurs peuvent également mettre à jour les

calculs de transport pour tenir compte des données de rechange sur la teneur en humidité à l'avenir.

### *Digestion anaérobie*

Le procédé de digestion anaérobie pour convertir les matières organiques des DSM en biogaz pour la production de GNR a été supposé être le même que celui des boues de traitement des eaux usées. Cette hypothèse simplificatrice était nécessaire en raison des données d'inventaire à faible résolution disponibles dans l'étude du CIRAIG qui ne permettaient pas de caractériser les procédés de digestion anaérobie uniques spécifiques au type de matière première entrante. Un résumé du procédé canadien moyen de digestion anaérobie se trouve dans la section précédente.

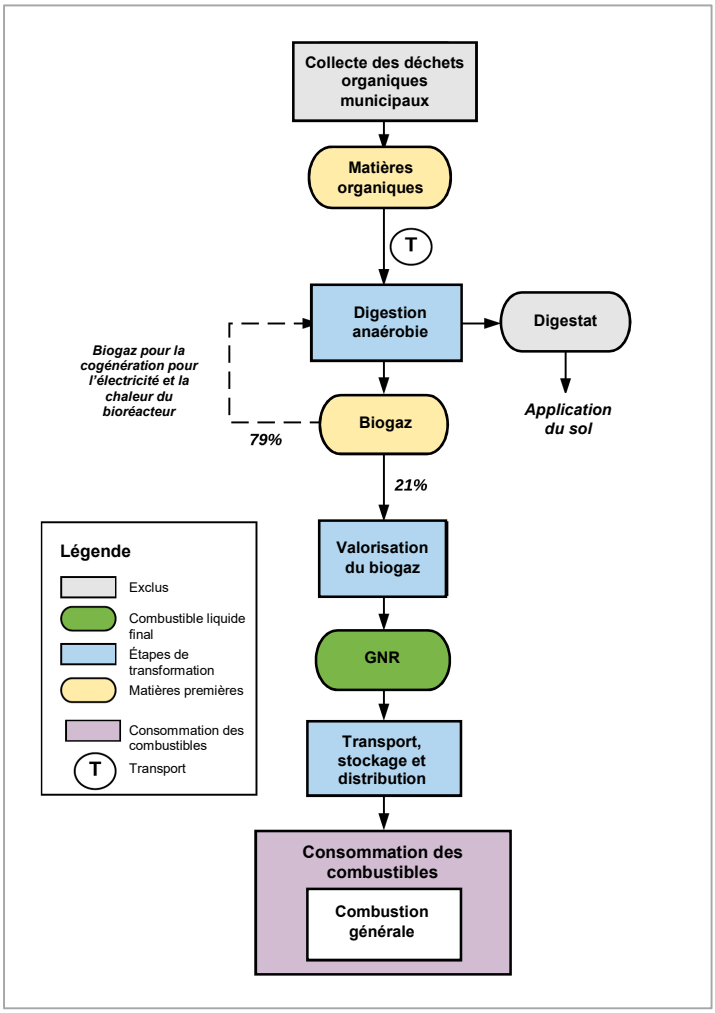



**Figure 17. Limites du système pour la production de GNR à partir de matières organiques de DSM.**

### *Transformation du biogaz en GNR*

Le procédé de valorisation du biogaz issu de la digestion anaérobie des matières organiques des DSM a été supposé être le même que celui des boues de traitement des eaux usées, et il est basé sur un procédé canadien moyen développé à partir d'un échantillon limité de producteurs canadiens et complété par des données issues de la

documentation (CIRAIG, 2019). Un résumé de ce procédé se trouve dans la section précédente.

*Distribution et combustion du GNR*

Comme il n'existe pas de données disponibles sur les chaînes d'approvisionnement établies au Canada pour la production et la distribution de GNR, on a supposé que la distribution de combustible aux utilisateurs finaux serait équivalente à la distribution du gaz naturel classique modélisée à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b). Il s'agit d'une hypothèse raisonnable, car on s'attend à ce que le GNR remplace le gaz naturel classique dans les infrastructures de distribution et d'utilisation actuelles.

Les données primaires sur les émissions de combustion du GNR n'étaient pas disponibles. Le carbone contenu dans le combustible étant biogène, il est exclu des calculs de l'IC. Les estimations des émissions de méthane et d'oxyde nitreux associées à la combustion du GNR ont été obtenues à partir d'un résumé des coefficients d'émission pour la réglementation de la Colombie-Britannique sur les carburants renouvelables (ministère de l'Environnement et de la Stratégie sur le changement climatique de la Colombie-Britannique, 2017). Il faut noter que les émissions de méthane et d'oxyde nitreux peuvent varier en fonction de l'efficacité de la combustion, ce qui n'est pas reflété dans ce cas moyen.

### 8.3.3 Intensité en carbone du GNR issu des matières organiques de DSM

Les résultats de l'intensité en carbone du GNR produit par la digestion anaérobie et la valorisation des matières organiques de DSM sont résumés dans le Tableau 73. Pour cette filière moyenne par défaut, l'IC est estimée à environ 26 g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible (PCS), ce qui est environ 61 % inférieur à l'IC estimée du gaz naturel classique (67 g d'éq. $CO_2$/MJ). Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie de la filière est la digestion anaérobie des matières organiques, qui représente 38 % des émissions de GES du cycle de vie. L'IC de la valorisation du biogaz est plus élevée que celle du gaz d'enfouissement, car le biogaz entrant est supposé avoir une teneur plus élevée en méthane et les émissions de méthane non brûlé sont donc plus élevées. Le transport des matières premières contribue également de manière significative aux émissions totales de GES du cycle de vie, puisqu'il représente 25 % des émissions. Cela s'explique par le fait que les matières organiques ont une teneur en humidité élevée lorsqu'elles sont transportées jusqu'à l'installation de GNR.

**Tableau 73. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de matières organiques de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS).**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Transport de la matière première à une installation de GNR | 6,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Digestion anaérobie | 10 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Valorisation du biogaz | 8,1 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **26** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

Les résultats de l'analyse de l'incertitude du GNR produit à partir de matières organiques de DSM sont fournis plus loin dans cette section, ainsi que dans les graphiques en violon de la section 12.

## 8.4 GNR de fumier de bétail

### 8.4.1 Limites et descriptions du système du GNR issu de fumier de bétail

Le biogaz peut également être généré à partir de la digestion anaérobie de fumier de bétail. Le fumier de bétail contient de fortes concentrations d'éléments nutritifs qui sont utiles pour améliorer la santé et la fertilité des sols. Ainsi, la pratique classique de gestion du fumier de bétail dans les exploitations agricoles canadiennes consiste à stocker le fumier et à l'épandre sur les champs agricoles en tant qu'amendement de sol; plus de 3,4 millions d'hectares de terres reçoivent du fumier animal en tant qu'amendement chaque année (Beef Cattle Research Council, 2016). Le type de stockage, la durée du stockage et le taux d'épandage saisonnier du fumier varieront selon l'emplacement et le type d'exploitation d'élevage (Beaulieu, 2004). Comme solution de rechange au stockage et à l'épandage direct sur le sol, par lequel une grande partie du biogaz est perdue, les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone peuvent traiter le fumier de bétail et le convertir en GNR par un procédé de digestion anaérobie et de valorisation. Grâce au procédé de digestion anaérobie, le biogaz produit peut être capturé et utilisé pour l'énergie et être dirigé vers la transformation en GNR, et le digestat produit par la digestion anaérobie peut être utilisé comme amendement de sol. Cette possibilité de capter et d'utiliser le biogaz comme solution de rechange aux combustibles fossiles a suscité l'intérêt pour cette matière première, bien qu'un sondage mené auprès de producteurs canadiens de GNR en 2019 ait indiqué que seules deux installations produisent actuellement du GNR à partir de fumier de bétail, une troisième devant entrer en service d'ici les deux prochaines années.

Comme le fumier est un déchet provenant de l'élevage de bétail, aucune émission de GES associée aux activités en amont telles que l'alimentation et l'élevage du bétail ou la collecte du fumier sur l'exploitation agricole ne lui est attribuée, ce qui est conforme aux hypothèses utilisées dans le modèle d'ACV de GREET (Lee U., Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016).

Les limites du système pour l'intensité en carbone du cycle de vie du GNR à partir de fumier de bétail commencent donc avec le transport du fumier vers une installation de GNR (Figure 18). Les modules de processus unitaires pour ce procédé sont les suivants :

- transport du fumier jusqu'à une installation de GNR;
- digestion anaérobie du fumier pour produire du biogaz et du digestat;
- valorisation du biogaz en GNR;
- distribution et stockage dans le réseau de gaz naturel;
- combustion.

### 8.4.2 Modélisation et inventaire du cycle de vie

*Transport des matières organiques*

On suppose que le fumier de bétail produit dans les exploitations agricoles canadiennes est transporté jusqu'à un producteur de GNR à l'aide d'un camion diesel moyen (comme modélisé à l'étape clé 2). La teneur en humidité du fumier est supposée être de 88 % (Lee U., Han, Demirtas, Wang et Tao, 2016), et la masse sèche et la masse de l'humidité sont prises en compte dans le calcul des émissions provenant du transport de la matière première. D'après les données compilées par le CIRAIG, il faut 1,196 kg (masse sèche) de matière première pour produire 1 $m^3$ de biogaz par digestion anaérobie. Avec une teneur en humidité de 88 %, il faut transporter 2,25 kg de fumier humide jusqu'à l'installation pour chaque $m^3$ de biogaz produit. Comme il n'existe pas de données actuelles sur les chaînes d'approvisionnement existantes pour les producteurs de GNR à partir de fumier au Canada, la distance de transport de la matière première est supposée être de 50 km. Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles peuvent modifier cette distance de transport et/ou ajouter des modes de transport et des distances supplémentaires pour s'aligner sur des configurations plus précises de la chaîne d'approvisionnement à l'avenir. Les utilisateurs peuvent également mettre à jour les calculs de transport pour tenir compte des données de rechange sur la teneur en humidité à l'avenir.

*Digestion anaérobie*

Le procédé de digestion anaérobie pour convertir le fumier de bétail en biogaz pour la production de GNR a été supposé être le même que celui des boues de traitement des eaux usées. Cette hypothèse simplificatrice était nécessaire en raison des données d'inventaire à faible résolution disponibles dans l'étude du CIRAIG qui ne permettaient pas de caractériser les procédés de digestion anaérobie uniques spécifiques au type de matière première entrante. Un résumé du procédé de digestion anaérobie moyen au Canada se trouve à la section 8.2.

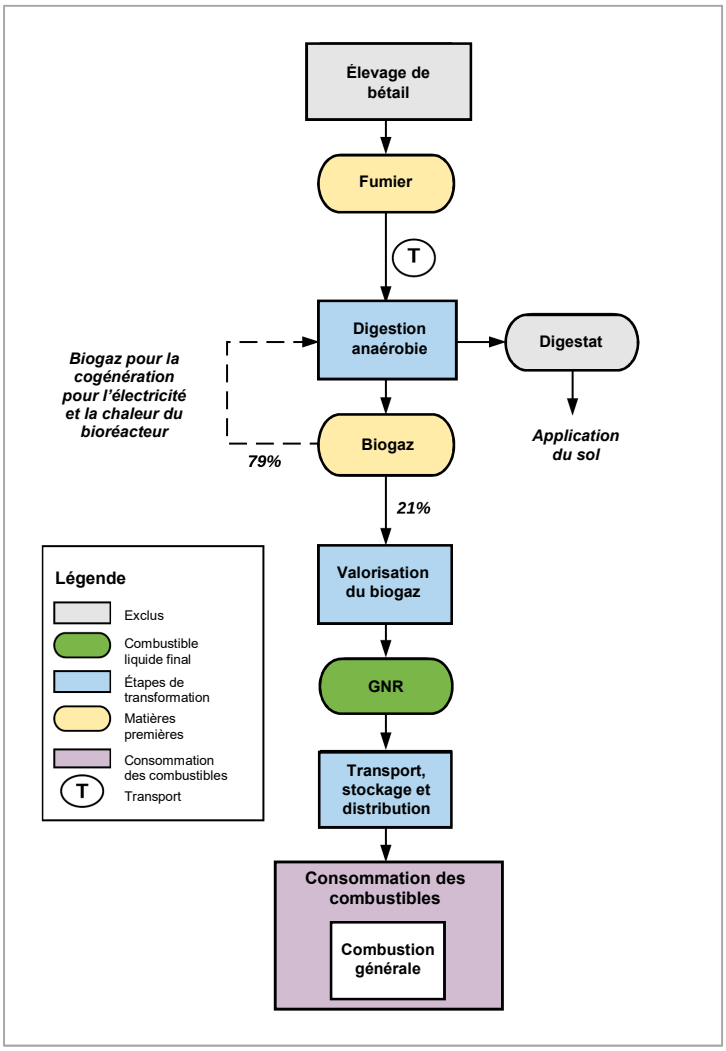



**Figure 18. Limites du système pour la production de GNR à partir de fumier.**

### *Transformation du biogaz en GNR*

Le procédé de valorisation du biogaz issu de la digestion anaérobie du fumier de bétail a été supposé être le même que celui des boues de traitement des eaux usées, et il est basé sur un procédé canadien moyen développé à partir d'un échantillon limité de producteurs canadiens et complété par des données issues de la documentation (CIRAIG, 2019). Un résumé de ce procédé se trouve dans la section 8.2.

### *Distribution et combustion du GNR*

Comme il n'existe pas de données disponibles sur les chaînes d'approvisionnement établies au Canada pour la production et la distribution de GNR, on a supposé que la distribution de combustible aux utilisateurs finaux serait équivalente à la distribution du gaz naturel classique modélisée à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b). Il s'agit d'une hypothèse raisonnable, car on s'attend à ce que le GNR remplace le gaz naturel classique dans les infrastructures de distribution et d'utilisation actuelles.

Les données primaires sur les émissions de combustion du GNR n'étaient pas disponibles. Le carbone contenu dans le combustible étant biogène, il est exclu des

calculs de l'IC. Les estimations des émissions de méthane et d'oxyde nitreux associées à la combustion du GNR ont été obtenues à partir d'un résumé des coefficients d'émission pour la réglementation de la Colombie-Britannique sur les carburants renouvelables (ministère de l'Environnement et de la Stratégie sur le changement climatique de la Colombie-Britannique, 2017). Il faut noter que les émissions de méthane et d'oxyde nitreux peuvent varier en fonction de l'efficacité de la combustion, ce qui n'est pas reflété dans ce cas moyen.

### 8.4.3 Intensité en carbone du GNR issu des boues de traitement des eaux usées

Les résultats de l'intensité en carbone du GNR produit par la digestion anaérobie et la valorisation du fumier de bétail sont résumés dans le Tableau 76. Pour cette filière moyenne par défaut, l'IC est estimée à environ 27 g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible (PCS), ce qui est environ 60 % inférieur à l'IC estimée du gaz naturel classique (67 g d'éq. $CO_2$/MJ. Le principal facteur contribuant aux émissions de GES du cycle de vie de la filière est la digestion anaérobie des matières organiques, qui représente 37 % des émissions de GES du cycle de vie. L'IC de la valorisation du biogaz est plus élevée que celle du gaz d'enfouissement, car le biogaz entrant est supposé avoir une teneur plus élevée en méthane et les émissions de méthane non brûlé sont donc plus élevées. Le transport des matières premières contribue également de manière significative aux émissions totales de GES du cycle de vie, puisqu'il représente 29 % des émissions. Cela s'explique par le fait que le fumier a une teneur en humidité élevée lorsqu'il est transporté jusqu'à l'installation de GNR.

**Tableau 74. Résultats de l'intensité en carbone du GNR produit à partir de matières organiques de DSM, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de GNR (PCS).**

| Étape du cycle de vie | Quantité | Unité |
|---|---|---|
| Transport de la matière première à une installation de GNR | 7,9 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Digestion anaérobie | 10 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Valorisation du biogaz | 8,1 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Transport et distribution | 0,6 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| Combustion | 0,3 | g d'éq. $CO_2$/MJ |
| **Total** | **27** | **g d'éq. $CO_2$/MJ** |

## 8.5 Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNR

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour chacune des quatre filières de GNR sur la base de la qualité des données et des évaluations de l'adéquation des données de l'ICV. Les résultats de l'analyse de Monte-Carlo indiquent que la fourchette potentielle de l'IC du GNR provenant de gaz d'enfouissement est relativement étroite, tandis que les fourchettes pour la digestion anaérobie et la valorisation de trois flux de matière organiques différents sont considérablement plus larges, en particulier pour la partie supérieure de la fourchette. Cette incertitude est due à un certain nombre de facteurs, notamment le manque de données spécifiques au procédé de digestion anaérobie qui seraient nécessaires pour chaque matière première différente, et la variabilité potentielle des émissions de méthane provenant de la digestion et de la valorisation en raison des différences de pratiques et de la teneur en méthane du biogaz.

L'incertitude des résultats pour les filières du GNR est également illustrée dans les graphiques en violon de la section 12 du rapport, y compris une comparaison avec la valeur de référence de l'IC du gaz naturel classique.

**Tableau 75. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le GNR moyen canadien. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Gaz d'enfouissement*** | | | | | |
| 6,0 | 7,0 | 6,83 | 1,71 | 4,41 | 10,9 |
| ***Boues de traitement des eaux usées*** | | | | | |
| 31,0 | 38,4 | 37,1 | 10 | 22,6 | 61,6 |
| ***Matières organiques de DSM*** | | | | | |
| 26,4 | 37,2 | 36,1 | 9,7 | 22,5 | 59,6 |
| ***Fumier de bétail*** | | | | | |
| 27,3 | 38,4 | 37,2 | 9,96 | 23,0 | 60,6 |

## 8.6 Lacunes et limites des données sur le GNR

L'une des principales lacunes en matière de données sur la production de GNR au Canada concerne les données sur les procédés spécifiques à la digestion anaérobie qui seraient utilisés pour chaque type de matière première organique. Les données fournies par le CIRAIG sur un procédé de digestion anaérobie canadien moyen sont fondées sur un petit échantillon de producteurs de GNR et complétées par des données de la documentation. Ces données permettent d'établir un processus unitaire de base moyen; cependant, il existe une grande variabilité dans les types de systèmes de digestion anaérobie qui pourraient être utilisés, et qui pourraient devoir être utilisés pour s'adapter à des types de matières premières en particulier. Des travaux plus détaillés sur la digestion anaérobie dans le modèle GREET indiquent que le bilan des matières et de l'énergie peut varier considérablement en fonction du système utilisé (Lee, Han et Wang, 2016). Il peut également y avoir une variabilité dans les intrants de matières et d'énergie nécessaires à la valorisation des différentes sources de biogaz. Comme pour la digestion anaérobie, notre modèle se limite actuellement à un seul procédé canadien moyen, basé sur les données d'un nombre limité de producteurs et complété par des données issues de la documentation. Le recours à ces procédés moyens uniques entraîne un manque de différenciation entre le GNR produit à partir de différentes matières premières organiques, et cela peut ne pas refléter les conditions réelles. Il est probable que les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles seront en mesure de fournir des données pour leurs propres technologies de digestion anaérobie et de valorisation et pourront donc améliorer les données moyennes utilisées ici. Ainsi, les résultats actuels de l'IC sont généralement limités à ces filières moyennes de GNR, et les fourchettes sur l'incertitude fournies devraient être utilisées comme des fourchettes supérieures et inférieures d'extrants possibles en fonction des variations des caractéristiques de la technologie et des matières premières.

# 9. Hydrogène

## 9.1 Limites et descriptions techniques du système des combustibles à base d'hydrogène

L'hydrogène est actuellement produit à l'échelle mondiale à partir de divers procédés industriels, soit comme produit primaire ou secondaire, soit dans certains cas comme déchet à évacuer ou brûler dans l'atmosphère (Simons et Bauer, 2011). Il a un large éventail d'applications physiques et chimiques, notamment comme réactif dans les industries pétrolière et chimique, pour la valorisation du pétrole lourd dans les applications de sables bitumineux, et pour la production d'ammoniac et de méthanol. Il a également plusieurs applications techniques dans les secteurs de l'automobile, de la production d'électricité, de l'aérospatiale et des télécommunications (Ressources naturelles Canada, 2015). L'hydrogène suscite un intérêt considérable en tant que combustible pour les transports, car la combustion de l'hydrogène n'émet ni polluant ni GES.

L'hydrogène est à la fois un vecteur énergétique et une source d'énergie, et il est de plus en plus développé pour des applications énergétiques telles que les véhicules électriques à pile à combustible. En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène est produit directement ou indirectement à partir d'autres sources d'énergie telles que les combustibles fossiles, le nucléaire, l'hydroélectricité, le solaire ou l'éolien. La majorité de l'hydrogène actuellement produit en Amérique du Nord l'est par reformage du méthane à la vapeur (SMR), un procédé où la vapeur à haute température est utilisée pour produire de l'hydrogène à partir du méthane contenu dans des sources telles que le gaz naturel. À l'échelle mondiale, la production d'hydrogène se fait principalement par SMR; cependant, la production d'hydrogène à partir de sources renouvelables suscite un intérêt croissant (Olateju, Kumar et Secanell, 2016). Les méthodes de production d'hydrogène comme combustible comprennent la conversion de la biomasse, le SMR de matières biologiques et la séparation de l'eau par photocatalyse, cycles thermochimiques et électrolyse. L'hydrogène produit comme coproduit dans d'autres procédés peut également être capté et utilisé sur le site de production ou stocké pour être utilisé comme carburant pour le transport.

Malgré l'intérêt croissant pour ce secteur, il y a actuellement très peu de production commerciale d'hydrogène comme combustible pour des applications énergétiques au Canada, même si, avec une industrie de recherche et de développement importante et croissante, cela devrait changer (MNP, 2018). Compte tenu de l'augmentation prévue du développement de l'hydrogène comme combustible renouvelable au Canada dans les années à venir, l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pour la Norme sur les combustibles propres (NCP) comprendra des filières de production d'hydrogène sélectionnées afin d'établir des modules que les responsables des politiques et les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone pourront utiliser au fur et à mesure du développement de l'industrie. Les filières d'hydrogène comme combustible qui seront incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumées dans le Tableau 76.

**Tableau 76. Résumé des filières d'hydrogène comme combustible, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser.**

| Matière première | Procédé de conversion | Extrants | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| • Gaz naturel fossile | • Reformage du méthane à la vapeur (SMR) | • Hydrogène<br>• Monoxyde de carbone<br>• Dioxyde de carbone | • Pile à combustible |
| • Gaz naturel renouvelable (GNR)* | • Reformage du méthane à la vapeur (SMR) | • Hydrogène<br>• Monoxyde de carbone<br>• Dioxyde de carbone | • Pile à combustible |
| • Eau | • Électrolyse | • Hydrogène<br>• Oxygène | • Pile à combustible |
| • Gaz de synthèse (biomasse ligneuse, autre) | • Gazéification<br>• Réaction catalytique | • Hydrogène<br>• Monoxyde de carbone<br>• Dioxyde de carbone | • Pile à combustible |

** Le GNR comprend le gaz naturel produit à partir de sources biogènes telles que le gaz d'enfouissement.*

Des descriptions plus détaillées de ces combustibles se trouvent à la section 9.1.1. Un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles à base d'hydrogène se trouve à la section 9.2, et un résumé des sources de données utilisées pour élaborer l'ICV de ces combustibles se trouve à la section 9.3.

Il existe un certain nombre de technologies existantes et émergentes à différentes étapes de développement et de déploiement pour la production d'hydrogène gazeux pour des applications énergétiques. Pour les besoins de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons choisi de modéliser trois technologies de production de base et une application énergétique afin d'établir les modules de la modélisation des combustibles à base d'hydrogène pour les utilisateurs de l'outil, et d'établir des valeurs d'intensité en carbone par défaut pour l'énergie d'hydrogène canadienne moyenne. Ces procédés de production ont été sélectionnés en raison de leur utilisation actuelle ou prévue et également en fonction de la disponibilité des données. Le SMR est actuellement la technologie dominante pour la production d'hydrogène au Canada (Salkuyeh, Saville et MacLean, 2017), tandis que l'intérêt pour l'électrolyse s'accroît avec une nouvelle grande installation proposée pour la production au Québec (Air Liquide, 2019). L'hydrogène provenant de gaz de synthèse a été sélectionné pour assurer une couverture à une technologie utilisant une autre matière première, en l'occurrence la biomasse ligneuse.

Les limites générales du système des combustibles à base d'hydrogène sont indiquées à la Figure 19, et elles comprennent la production de la matière première, la conversion en combustible par les trois technologies sélectionnées, le stockage, le transport et la distribution du combustible, et l'utilisation du combustible dans une pile à combustible à hydrogène. L'utilisation de l'hydrogène dans les piles à combustible est un procédé à zéro émission, de sorte qu'aucune émission de GES n'est associée à l'utilisation de l'hydrogène dans une pile à combustible pour alimenter un véhicule ou d'autres

applications énergétiques. Des descriptions plus détaillées des étapes du cycle de vie des combustibles à base d'hydrogène se trouvent dans les sections suivantes.

### 9.1.1 Production de l'hydrogène

Les trois technologies de production d'hydrogène modélisées pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont fondées sur des systèmes modélisés par le programme américain National Renewable Energy Technology (NREL) à l'aide de rapports d'arrière-plan et du logiciel de modélisation Aspen. Comme il existe peu d'installations d'exploitation à grande échelle, elles reposent sur des scénarios de production projetés pour les technologies existantes à différentes échelles pour différentes technologies. Les descriptions techniques ci-dessous sont des résumés fondés sur les rapports du NREL de 2013 (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013) et de 2009 (Ruth, Laffen et Timbario, 2009).

#### *Reformage du méthane à la vapeur (SMR)*

La majorité de l'hydrogène actuellement produit en Amérique du Nord l'est par SMR, un procédé où de la vapeur à haute température est utilisée pour produire de l'hydrogène à partir d'une source de méthane, comme le gaz naturel. Le méthane réagit avec la vapeur en présence d'un catalyseur pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone. Le monoxyde de carbone et la vapeur réagissent à l'aide d'un catalyseur pour produire du dioxyde de carbone et davantage d'hydrogène, suivi d'une adsorption modulée en pression au cours de laquelle le dioxyde de carbone et d'autres impuretés sont éliminés pour produire de l'hydrogène pur. Ce procédé peut également être utilisé pour produire de l'hydrogène à partir d'autres combustibles tels que l'éthanol, le propane ou l'essence.

Il existe de nombreuses technologies de SMR en fonction de l'échelle de production requise et des applications prévues pour l'hydrogène produit. Afin d'établir les filières de base de SMR pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons modélisé un système centralisé de SMR qui utilise le gaz naturel véhiculé par gazoduc comme matière première, de sorte que cette filière s'articule bien avec les travaux de l'étape clé 2 dans lesquels nous avons modélisé le gaz naturel moyen véhiculé par gazoduc au Canada.

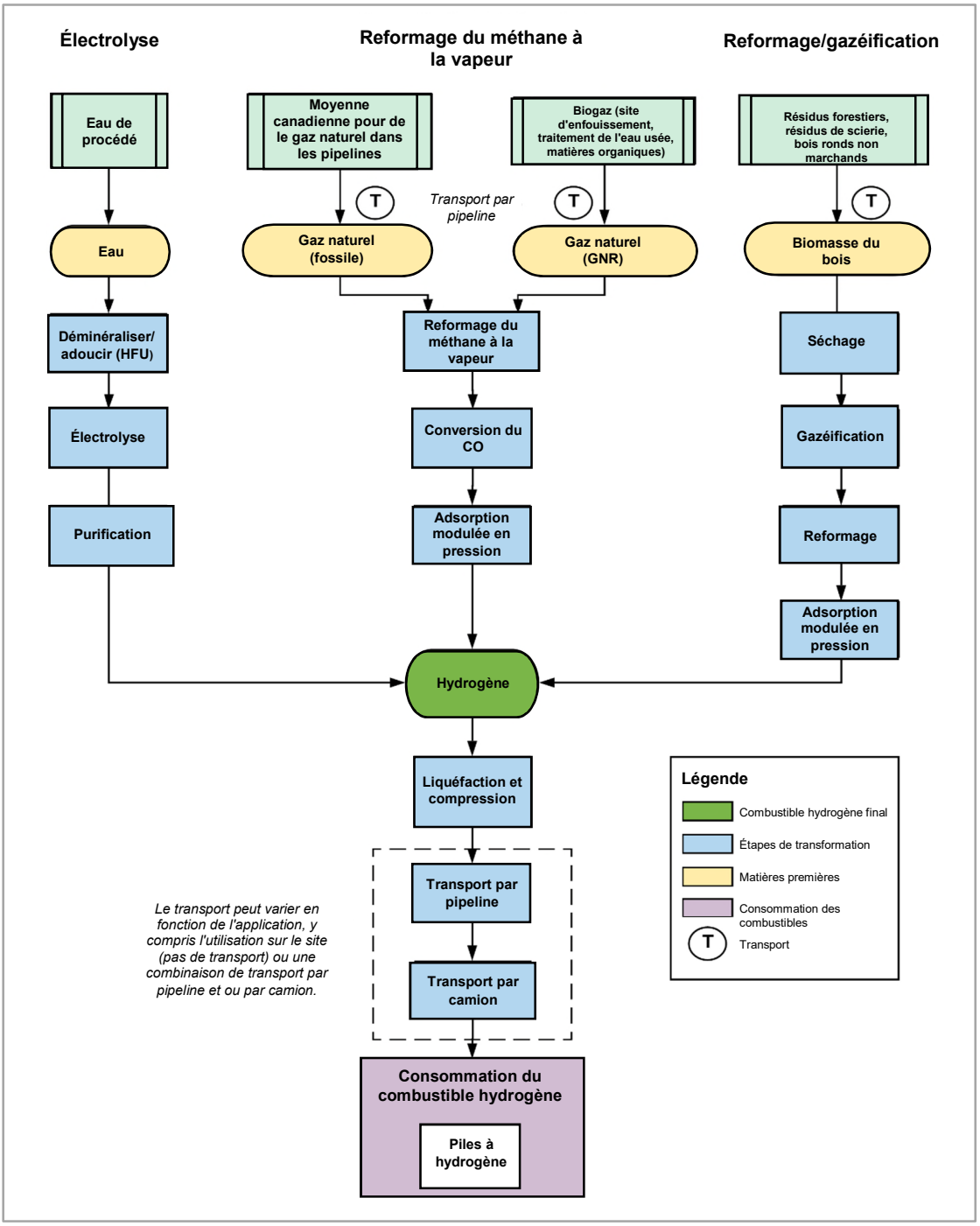



**Figure 19. Limites du système et activités du cycle de vie de l'extraction à l'utilisation pour les combustibles à base d'hydrogène dérivés de l'électrolyse de l'eau, du SMR du gaz naturel et de la gazéification/reformage de gaz de synthèse à partir de biomasse ligneuse.**

Ce système de SMR commence par l'alimentation en gaz naturel de l'usine de SMR par gazoduc à une pression de 450 psi absolu. Le gaz naturel est nettoyé pour en retirer le soufre, puis mélangé à la vapeur de traitement et mis à réagir en présence d'un catalyseur à base de nickel. Cette réaction de reformage convertit le méthane en un mélange de CO et de $H_2$ et est alimentée par le gaz résiduel du procédé et une petite quantité de gaz naturel (environ 10 % du pouvoir calorifique du gaz résiduel). Le

reformage est suivi d'une conversion catalytique qui convertit la majorité du CO en $CO_2$ et $H_2$ (Ruth, Laffen et Timbario, 2009). Un procédé d'adsorption modulée en pression est utilisé pour séparer l'hydrogène des autres composantes du gaz converti, une partie de l'hydrogène produit étant recyclée dans l'adsorbeur pour augmenter la concentration d'hydrogène. Enfin, le CO et l'$H_2$ passent par une étape de récupération de chaleur et sont introduits dans un réacteur de conversion du CO pour produire de l'$H_2$ supplémentaire (Ruth, Laffen et Timbario, 2009). La source de la matière première de gaz naturel pour le SMR peut être soit du gaz naturel fossile, soit du gaz naturel renouvelable (GNR). Nous modéliserons les deux matières premières pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, en basant la production des matières premières sur le gaz naturel véhiculé par gazoduc tel que modélisé à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b), et sur le GNR tel que modélisé à l'étape clé 3[14].

### *Électrolyse*

Le combustible à base d'hydrogène peut également être produit par électrolyse. L'électrolyse est le procédé qui consiste à utiliser l'électricité pour séparer l'eau en hydrogène et en oxygène dans un électrolyseur. Il existe trois principaux types de procédés d'électrolyse utilisés dans la production d'hydrogène, dont (USOEERE, 2018) :

- Procédé alcalin : l'hydrogène gazeux est formé en faisant passer des électrons à travers une solution alcaline de sodium ou d'hydroxyde de potassium mélangée à de l'eau pour former un électrolyte. Une membrane est utilisée pour séparer l'anode de la cathode qui sépare les gaz.
- Par membrane conductrice protonique : dans ce cas, l'électrolyte est un polymère solide et il joue également le rôle de membrane. Les ions d'hydrogène traversent le polymère et se combinent aux électrons sur la cathode. L'oxygène est recueilli à l'anode.
- Par oxyde solide : l'oxyde solide est à nouveau un électrolyte solide. Dans ce cas, la vapeur se combine avec les électrons à haute température (entre 500 et 800 °C) à la cathode poreuse pour former de l'hydrogène gazeux qui traverse la cathode pour être collecté. Les ions d'oxygène chargés négativement passent à travers l'électrolyte solide et réagissent à l'anode pour former de l'oxygène gazeux.

Tout comme pour le SMR, il existe de nombreuses technologies d'électrolyse pour produire de l'hydrogène en utilisant différentes sources d'énergie et d'eau. Afin d'établir une filière d'électrolyse de base dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons modélisé une installation d'électrolyse centralisée utilisant un procédé alcalin alimenté par l'électricité du réseau et utilisant l'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte. Ce procédé représente une version à l'échelle d'une technologie d'électrolyse distribuée (1 500 kg d'hydrogène/jour), capable de produire 52 300 kg/jour (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013). L'eau de traitement est déminéralisée et adoucie avant d'être passée dans l'électrolyseur. L'électrolyseur produit de l'hydrogène et de l'oxygène qui sont collectés et introduits dans un système qui sépare le gaz de l'hydroxyde de sodium (KOH). L'hydroxyde de sodium est produit et réutilisé dans un cycle en boucle fermée. L'hydrogène gazeux saturé provenant du système qui sépare l'hydrogène de l'hydroxyde de sodium est acheminé vers un sous-système de lavage de

[14] La modélisation du GNR est retardée jusqu'en août ou septembre 2019, pendant qu'un entrepreneur distinct collecte les données auprès de producteurs canadiens de GNR. À ce moment-là, la filière d'hydrogène à partir de GNR sera achevée.

gaz qui purifie l'hydrogène. L'hydrogène gazeux est maintenu dans une petite unité de maintien de gaz et est comprimé à 435 psi manométrique. Après la compression, l'oxygène résiduel est éliminé par l'absorbeur d'oxygène et l'hydrogène gazeux est ensuite séché et sort du procédé à un degré de pureté de 99,9998 % (Ruth, Laffen et Timbario, 2009).

*Gazéification et reformage*

L'hydrogène peut être produit à partir de gaz de synthèse qui est dérivé de plusieurs matières premières différentes, et il existe plusieurs types de technologies différentes qui peuvent être utilisées pour convertir le gaz de synthèse en hydrogène gazeux. Pour les besoins de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, nous avons modélisé un système qui convertit la biomasse ligneuse en hydrogène par une série d'étapes de procédé, y compris la gazéification, le reformage à la vapeur et la purification (Ruth, Laffen et Timbario, 2009). Ce procédé a été choisi parce que les données étaient facilement disponibles et parce que le procédé de conversion pouvait être facilement relié aux procédés existants de matières premières de biomasse ligneuse dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans ce procédé de conversion, la biomasse ligneuse entrante est séchée à 12 % de teneur en humidité à l'aide d'un séchoir rotatif. Le séchoir rotatif est principalement alimenté par la combustion du charbon produit pendant le procédé de gazéification. L'unité de gazéification à réaction endothermique est alimentée par la circulation d'olivine synthétique chaude, et le gaz qui en résulte passe par des cyclones pour éliminer les particules, les cendres et le sable. Après la gazéification, le gaz passe par un procédé similaire de reformage et de conversion catalytique qui est utilisé dans la technologie de SMR. Un adsorbeur est utilisé pour séparer l'hydrogène des autres composantes du flux gazeux converti (principalement du $CO_2$ et du CO, du $CH_4$ et d'autres hydrocarbures n'ayant pas réagi) (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).

### 9.1.2 Distribution

La distribution de l'hydrogène gazeux de l'installation de production jusqu'à l'utilisateur final peut se faire par gazoduc, par camion ou par une combinaison des deux modes. Un gazoduc de transport s'étendrait de l'installation de production à la « porte de la ville », ou à un point de distribution central à partir duquel l'hydrogène est transporté par camion jusqu'à l'utilisateur final. Le système de gazoduc nécessite un compresseur pour augmenter la pression de l'hydrogène depuis sa production jusqu'à l'extrémité de la ligne de transport (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013). On suppose que le stockage se fait à l'aide de formations géologiques adjacentes à l'installation de production. Un compresseur est utilisé pour extraire l'hydrogène du stockage et le pousser dans le gazoduc.

Le transport par camion de l'hydrogène gazeux implique le stockage de l'hydrogène, l'extraction de l'hydrogène du stockage à l'aide d'un compresseur, et le transport dans un camion à remorque porte-tubes. Le transport d'hydrogène liquide par camion implique la liquéfaction de l'hydrogène avant le transport, le stockage de l'hydrogène liquide dans des réservoirs de stockage cryogéniques et le transport par camions cryogéniques. La liquéfaction de l'hydrogène est supposée être alimentée par l'électricité du réseau. Dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, l'utilisateur pourra modifier cela pour d'autres sources d'énergie telles que le gaz naturel ou d'autres combustibles.

Remarque : Comme l'hydrogène est extrêmement inflammable et peut être explosif lorsqu'il est exposé à l'air dans des espaces confinés, des capteurs d'hydrogène sont susceptibles d'être utilisés à de nombreux endroits dans les installations de production, de transmission et de distribution. Comme les capteurs sont considérés comme faisant partie de l'infrastructure, ils sont exclus de l'inventaire.

Dans certains cas, la production d'hydrogène peut se faire sur place, et la distribution pourrait ne pas être nécessaire, par exemple si un électrolyseur est installé sur place.

### 9.1.3 Utilisation de l'hydrogène

On suppose que l'hydrogène est utilisé dans les piles à combustible à membrane échangeuse de protons pour le transport des véhicules. Ces piles fonctionnent essentiellement de la même manière que le procédé d'électrolyse à membrane polymère ionique en sens inverse, de sorte qu'au lieu d'avoir besoin d'électricité et d'eau pour créer de l'hydrogène, l'hydrogène est utilisé pour créer de l'électricité et de l'eau (Dhanushkodi, Mahinpey, Srinivasan et Wilson, 2008). Il n'y a donc pas d'émissions directes de gaz à effet de serre associées à l'utilisation d'hydrogène dans la technologie des piles à combustible (Ahmadi et Kjeang, 2016).

Les scénarios d'utilisation dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles seront définis par les lieux d'utilisation et les distances de transmission et de distribution.

Sur la base des données dans GREET, le Tableau 77 résume certains paramètres clés du combustible final à base d'hydrogène (Harrison, Remick, Martin et Hoskin, 2010).

**Tableau 77. Contenu énergétique et valeurs de densité de l'hydrogène gazeux**

| Propriété | Par volume | Concentration en masse |
|---|---|---|
| PCS | 12,8 MJ/m$^3$ | 141,9 MJ/kg |
| Masse volumique | 90,1 g/m$^3$ | - |

## 9.2 Approche de modélisation des combustibles à base d'hydrogène

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles à base d'hydrogène, ainsi qu'une présentation de certaines questions méthodologiques clés à aborder dans la modélisation.

### 9.2.1 Développement de modules de processus unitaires

Les travaux de modélisation de l'étape clé 3 s'appuient fortement sur les processus unitaires à base de combustibles fossiles qui ont été mis au point à l'étape clé 2, notamment le gaz naturel comme intrant pour la production d'hydrogène par SMR, les intrants de combustibles pour le fonctionnement des machines et des équipements (p. ex. le diesel ou le gaz naturel) et les procédés de transport (p. ex. les camions, le chemin de fer ou les pipelines). En outre, les processus unitaires pour les matières premières de biomasse ligneuse et les matières premières de GNR qui sont en cours de développement dans le cadre de l'étape clé 3 seront utilisés comme modules dans les filières des combustibles à base d'hydrogène. Ces processus unitaires ont été utilisés pour modéliser la production moyenne d'hydrogène. De plus, ces modules de processus

unitaires seront disponibles dans la base de données d'ECCC sur les combustibles et ils pourront être intégrés dans les modèles de filière des combustibles à base d'hydrogène ou d'autres filières au besoin.

### 9.2.2 Variante régionale

À l'heure actuelle, il y a très peu de production commerciale de combustible à base d'hydrogène spécifiquement pour des applications énergétiques au Canada, bien que l'hydrogène produit à partir d'opérations existantes à l'échelle commerciale pourrait être utilisé dans des piles à combustible ou injecté dans des gazoducs pour être mélangé comme combustible. Le principal aspect de la production d'hydrogène qui variera d'une région à l'autre est le système énergétique d'arrière-plan, comme les variations des réseaux d'électricité fournissant de l'énergie aux procédés de conversion et de compression des combustibles. En outre, la fourniture de matières premières pour la production d'hydrogène peut varier d'une région à l'autre au Canada, par exemple les différences d'intensité en carbone pour la production de GNR ou de matières premières de biomasse ligneuse. L'approvisionnement en matières premières régionales/provinciales pourrait également avoir une influence sur les distances et les modes de transport pour la livraison des matières premières et du combustible final.

Pour l'élaboration des valeurs d'intensité en carbone par défaut pour les combustibles à base d'hydrogène canadiens, on a utilisé les conditions et les sources d'énergie moyennes du Canada. Au-delà de ces calculs par défaut, les utilisateurs auront la possibilité de copier et de modifier les procédés par défaut et d'utiliser d'autres modules disponibles dans l'outil (p. ex. le réseau d'électricité provincial, une autre matière première de biomasse ligneuse) et/ou d'élaborer de nouveaux processus unitaires à intégrer dans les modèles de filière de l'hydrogène.

Un certain nombre de modules sont disponibles dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pour permettre aux utilisateurs de représenter ces différences dans la modélisation autant que possible dans les limites des données disponibles. À titre d'exemple, les données sur l'exploitation forestière ne sont disponibles que pour l'Ouest et l'Est du Canada, et non par province. Ainsi, les matières premières de biomasse ligneuse utilisées dans la production d'hydrogène sont fondées sur un processus unitaire de l'une de ces deux régions, ou sur le processus unitaire de la récolte moyenne canadienne. En ce qui concerne les systèmes énergétiques d'arrière-plan, les intensités en carbone du réseau d'électricité sont disponibles par province sur la base des travaux réalisés à l'étape clé 2, tout comme certains combustibles (p. ex. le diesel), et elles peuvent être intégrées dans les processus unitaires disponibles pour les combustibles à base d'hydrogène. À titre d'exemple, en modélisant la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse en Colombie-Britannique, un utilisateur pourrait copier la filière par défaut canadienne et changer le réseau d'électricité pour l'électricité de la Colombie-Britannique pour alimenter le procédé. Les différences entre les réseaux d'électricité régionaux seront particulièrement pertinentes pour la filière de l'électrolyse, car l'électricité est un intrant essentiel. Les utilisateurs pourront choisir entre différents réseaux d'électricité par province ou peuvent choisir une source d'électricité directe en particulier dans l'outil de modélisation, par exemple pour utiliser l'électricité directement à partir de l'énergie éolienne.

## 9.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles à base d'hydrogène

### 9.3.1 Reformage du méthane à la vapeur (SMR)

*Production des matières premières*

La production d'hydrogène par SMR a été modélisée à partir des matières premières de gaz naturel fossile et de gaz naturel renouvelable. L'intensité en carbone de la production en amont de gaz naturel fossile a été obtenue à partir de la filière moyenne canadienne du gaz naturel spécifique aux gazoducs modélisée à l'étape clé 2 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b). Cela comprend l'extraction, le traitement et le transport du gaz naturel fossile de l'Ouest canadien jusqu'aux sites de production d'hydrogène par gazoduc. Pour les besoins de la version actuelle du rapport, une valeur d'intensité carbone récemment publiée pour le GNR au Canada a été utilisée pour caractériser l'intensité carbone de la production de GNR. En avril 2019, le GNR produit par FortisBC a été ajouté à la Norme des carburants à faible intensité en carbone en Colombie-Britannique avec une IC vérifiée de 11 g d'éq. $CO_2$ par MJ (CISION, 2019). Ce GNR est produit à partir de biogaz provenant de déchets organiques municipaux des sites d'enfouissement et de déchets agricoles. Comme le carbone contenu dans le GNR est considéré comme biogène, les émissions de dioxyde de carbone liées au procédé sont exclues du calcul de l'IC. À partir de la porte de la production, on suppose que le GNR suit le même chemin de transmission jusqu'aux producteurs d'hydrogène que le gaz naturel fossile (c'est-à-dire le stockage et le transport par gazoduc moyen au Canada). L'intensité en carbone finale de la production en amont du GNR sera obtenue à partir des travaux de modélisation de l'étape clé 3 qui seront réalisés séparément sur la base de données recueillies par un autre entrepreneur d'ECCC. Ces travaux comprendront plusieurs sources de GNR qui pourront être intégrées dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, et ils devraient être achevés en août 2019.

*Conversion en combustibles*

À l'heure actuelle, il n'existe pas de données de l'ICV spécifiques au Canada qui soient accessibles au public pour modéliser la production d'hydrogène gazeux par SMR de gaz naturel. La conversion du gaz naturel fossile et du gaz naturel renouvelable en hydrogène par SMR a été modélisée par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis pour une installation centralisée de SMR utilisant du gaz naturel transporté par gazoduc (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013). Bien que le calculateur de GHGenius inclue des filières pour l'hydrogène produit par SMR, elles ne sont pas spécifiques au Canada et elles reposent principalement sur des sources documentaires et des systèmes théoriques. Il a été déterminé que les données du NREL sont potentiellement plus représentatives des systèmes récents.

Les intrants nécessaires à la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène gazeux effectuée par une installation centralisée de SMR de gaz naturel sont résumés dans le Tableau 78 ci-dessous.

**Tableau 78. Intrants au procédé pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par SMR (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).**

| Intrant | Par kg $H_2$ | Par MJ de $H_2$* |
|---|---|---|
| **Production de l'hydrogène** | | |
| Gaz naturel (matière première) | 165 MJ | 1,16 MJ |
| Électricité | 0,57 kWh | 0,004 kWh |
| Eau de procédé | 3,36 gal | 0,024 gal |
| Eau de refroidissement | 1,50 gal | 0,011 gal |
| **Extrants** | | |
| Dioxyde de carbone (procédé) | 12 060 g | 85,1 g |

** Le PCS de l'hydrogène gazeux est de 141,9 MJ/kg, donc 1 MJ d'hydrogène équivaut à 0,007 kg.*

Les intensités en carbone de l'électricité et du gaz naturel ont été obtenues à partir des résultats des travaux de l'étape clé 2 sur l'intensité en carbone des combustibles fossiles canadiens (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b). L'intensité en carbone par défaut de l'hydrogène produit par SMR a été modélisée en utilisant un réseau d'électricité canadien moyen; toutefois, les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront modifier la source d'électricité pour calculer l'intensité en carbone de la production d'hydrogène dans différentes provinces.

### 9.3.2 Électrolyse

À l'heure actuelle, il n'existe pas de données de l'ICV spécifiques au Canada qui soient accessibles au public pour modéliser la production d'hydrogène gazeux par électrolyse de l'eau. La conversion de l'eau en hydrogène par électrolyse a été modélisée à l'aide des données compilées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis pour une installation d'électrolyse centralisée alimentée par un réseau d'électricité (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).

Les intrants au procédé pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par une installation centralisée d'électrolyse sont résumés dans le Tableau 79 ci-dessous.

**Tableau 79. Intrants au procédé pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par électrolyse (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).**

| Intrant | Par kg $H_2$ | Par MJ de $H_2$* |
|---|---|---|
| **Production de l'hydrogène** | | |
| Électricité | 50 kWh | 0,35 kWh |
| Eau de procédé | 2,94 gal | 0,021 gal |
| Eau de refroidissement | 0,11 gal | 0,00077 gal |

** Le PCS de l'hydrogène gazeux est de 141,9 MJ/kg, donc 1 MJ d'hydrogène équivaut à 0,007 kg.*

L'intensité carbone de l'électricité de réseau a été obtenue à partir des résultats des travaux de l'étape clé 2 sur l'intensité carbone des combustibles fossiles canadiens (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b).

L'intensité en carbone par défaut de l'hydrogène produit par électrolyse a été modélisée en utilisant un réseau d'électricité canadien moyen, ainsi que pour deux réseaux provinciaux en particulier, afin de montrer la variabilité potentielle de l'IC en fonction de la nature du réseau. En outre, les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront modifier la source de l'électricité pour calculer l'intensité en carbone de la production d'hydrogène dans différentes provinces, ou en utilisant des sources d'électricité directes à l'électrolyseur comme l'énergie éolienne.

### 9.3.3 Gazéification et reformage de gaz de synthèse

À l'heure actuelle, il n'existe pas de données de l'ICV spécifiques au Canada qui soient accessibles au public pour modéliser la production d'hydrogène gazeux par reformage de gaz de synthèse. La conversion du gaz de synthèse en hydrogène a été modélisée à l'aide des données compilées par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis pour une installation centralisée de gazéification et de reformage de biomasse ligneuse (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).

Les intrants nécessaires à la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par une installation centralisée de reformage de gaz de synthèse à partir de biomasse ligneuse sont résumés dans le Tableau 80 ci-dessous.

**Tableau 80. Intrants pour la production de 1 kg et 1 MJ d'hydrogène par gazéification et reformage de biomasse ligneuse (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).**

| Intrant | Par kg $H_2$ | Par MJ de $H_2$* |
|---|---|---|
| **Production de l'hydrogène** | | |
| Biomasse ligneuse (matière première) | 13,5 kg | 0,095 kg |
| Gaz naturel | 6,22 MJ | 0,044 MJ |
| Électricité | 0,98 kWh | 0,0069 kWh |
| Eau de procédé | 1,32 gal | 0,009 gal |
| Eau de refroidissement | 79,3 gal | 0,56 gal |
| **Extrants** | | |
| Dioxyde de carbone (procédé)** | 30 720 g | 216,5 g |

** Le PCS de l'hydrogène gazeux est de 141,9 MJ/kg, donc 1 MJ d'hydrogène équivaut à 0,007 kg.*

*** Les émissions de dioxyde de carbone du procédé proviennent d'une source biogène et elles sont donc exclues des calculs de l'IC.*

L'intensité en carbone de l'électricité de réseau et du gaz naturel a été obtenue à partir des résultats des travaux de l'étape clé 2 sur l'intensité en carbone des combustibles fossiles canadiens (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b), et l'intensité en carbone de la production de la matière première de biomasse ligneuse a été obtenue à partir des travaux de modélisation sur les combustibles solides à faible intensité en carbone de l'étape clé 3, y compris la sciure de bois provenant de scieries canadiennes moyennes, les copeaux de bois provenant de résidus de récolte forestière et les copeaux de bois provenant de bois rond non marchand.

L'intensité en carbone par défaut de l'hydrogène produit par reformage de gaz de synthèse a été modélisée en utilisant un réseau d'électricité canadien moyen et des matières premières de biomasse ligneuse canadiennes moyennes; toutefois, les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront modifier la source de l'électricité pour calculer l'intensité en carbone de la production d'hydrogène dans différentes provinces, ou choisir des matières premières de biomasse ligneuse provenant spécifiquement de l'Ouest ou de l'Est du Canada.

### 9.3.4 Distribution

Le transport du gaz naturel est modélisé dans le cadre du gaz naturel canadien moyen détaillé à l'étape clé 2. Étant donné la phase précoce du développement du combustible à base d'hydrogène pour des applications énergétiques au Canada, il n'existe pas de réseaux de distribution d'hydrogène par gazoduc au Canada, et les réseaux de

distribution par camion sont relativement petits. Selon le type, la taille et l'emplacement des installations, la distribution de l'hydrogène pourrait se faire par gazoduc et/ou par camion, et le transport par camion pourrait se faire pour l'hydrogène gazeux ou l'hydrogène liquide. Afin d'établir des modèles de filières de combustibles à faible intensité en carbone, nous avons modélisé des distances de transport génériques de 100 km par chacune des méthodes possibles pour établir des modules de ces activités dans le modèle. Pour les résultats par défaut de l'hydrogène canadien moyen, nous avons supposé un transport de l'hydrogène gazeux par camion.

Une fois livré aux stations-service, il y a également la consommation d'énergie associée au stockage, à la compression et à la distribution du combustible à base d'hydrogène. Les données de l'ICV des différentes formes de transport, de distribution et de distribution de combustible ont été obtenues du NREL aux États-Unis (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013), et elles sont résumées dans le Tableau 81 ci-dessous.

**Tableau 81. Intrants énergétiques par kg et par MJ d'hydrogène distribué pour le transport de l'hydrogène par gazoduc ou par camion et la distribution du combustible à base d'hydrogène dans différents types de stations-service (Ramsden, Ruth, Diakov, Laffen et Timbario, 2013).**

| Intrant | Par kg $H_2$ | Par MJ de $H_2$* |
|---|---|---|
| **Transport par gazoduc** | | |
| Électricité – compresseur | 0,56 kWh | 0,0039 kWh |
| Électricité – stockage | 0,01 kWh | 0,00007 |
| **Transport par camion (hydrogène gazeux)** | | |
| Électricité – dépôt | 1,31 kWh | 0,92 kWh |
| Électricité – stockage | 0,01 kWh | 0,00007 kWh |
| Diesel – camion | 0,0589 gal | 0,0004 gal |
| **Transport par camion (hydrogène liquide)** | | |
| Électricité – liquéfaction | 8,5 kWh | 0,060 kWh |
| Électricité – dépôt | 0,03 kWh | 0,00021 kWh |
| Diesel – camion | 0,0076 gal | 0,00005 gal |
| **Distribution** | | |
| Station – distribué du gazoduc (300 psi) | 4,4 kWh | 0,031 kWh |
| Station – centralisé du gazoduc (300 psi) | 4,4 kWh | 0,031 kWh |
| Centrale – 220 psi pression d'entrée | 2,1 kWh | 0,015 kWh |
| Centrale – hydrogène gazeux | 0,51 kWh | 0,0036 kWh |
| Distribution par cryo-compression | 0,49 kWh | 0,0034 kWh |

** Le PCS de l'hydrogène gazeux est de 141,9 MJ/kg, donc 1 MJ d'hydrogène équivaut à 0,007 kg.*

*** La conversion de 0,0589 gal de diesel basée sur le PCS du diesel est de 45,8 MJ/kg et la densité est de 3,21 kg/gal.*

L'intensité carbone de l'électricité et du diesel a été obtenue à partir des résultats des travaux de l'étape clé 2 sur l'intensité carbone des combustibles fossiles canadiens (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems, 2019b).

## 9.4 Résultats de l'intensité en carbone des combustibles à base d'hydrogène

Les résultats relatifs à l'intensité en carbone des combustibles à base d'hydrogène sont résumés dans les sections suivantes, y compris les résultats comparatifs des filières et les résultats des analyses de contribution pour chaque type de production d'hydrogène.

### 9.4.1 Reformage du méthane à la vapeur (SMR)

Les résultats de l'intensité en carbone de diverses filières d'hydrogène produit par SMR sont résumés dans le Tableau 82, y compris le SMR de gaz naturel fossile et le SMR de GNR.

La valeur de l'IC de l'hydrogène canadien moyen produit à partir de SMR de gaz naturel fossile se situe entre 104 et 114 g d'éq. $CO_2$ par MJ. Cette valeur varie quelque peu en fonction du mode de distribution du combustible, où l'utilisation d'une livraison de l'hydrogène liquide par camion entraîne une IC plus élevée de 114 g d'éq. $CO_2$ par MJ, en raison de l'étape supplémentaire de liquéfaction, où l'utilisation d'une livraison par pipeline donne lieu à une IC moindre de 104 g d'éq. $CO_2$ par MJ, et où l'utilisation d'une livraison d'hydrogène gazeux par camion entraîne une IC de 110 g d'éq. $CO_2$ par MJ.

**Tableau 82. Valeurs de l'intensité en carbone de combustibles à base d'hydrogène produit par SMR de gaz naturel fossile et de gaz naturel renouvelable selon différents modes de transport, moyenne canadienne, exprimés en g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Filière de combustibles à base d'hydrogène | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| **SMR de gaz naturel fossile** | |
| Hydrogène, de SMR de gaz naturel, livraison par camion (gaz) | 110 |
| Hydrogène, de SMR de gaz naturel, livraison par camion (liquide) | 114 |
| Hydrogène, de SMR de gaz naturel, transport par gazoduc | 104 |
| **SMR de gaz naturel renouvelable (de gaz d'enfouissement)** | |
| Hydrogène, de SMR de GNR de gaz d'enfouissement, livraison par camion (gaz) | 15 |
| Hydrogène, de SMR de GNR de gaz d'enfouissement, livraison par camion (liquide) | 18 |
| Hydrogène, de SMR de GNR de gaz d'enfouissement, transport par gazoduc | 7,9 |

La valeur de l'IC de l'hydrogène canadien moyen produit par SMR de GNR issu de gaz d'enfouissement varie de 7,9 à 18 g d'éq. $CO_2$ par MJ, là encore selon le mode de distribution. Si l'on compare l'IC de l'hydrogène canadien moyen produit par SMR et livré par camion (gaz), l'utilisation du GNR comme matière première entraîne une diminution de 86 % des émissions de GES du cycle de vie. Cette diminution est principalement due à l'exclusion des émissions de dioxyde de carbone du procédé pour le SMR du GNR en raison de sa source biogène.

Les résultats de l'analyse de la contribution de l'hydrogène canadien moyen produit par SMR de gaz naturel fossile et de GNR livré par camion (gaz) sont résumés dans le Tableau 83. Les émissions directes de dioxyde de carbone provenant du procédé de SMR représentent 77 % des émissions de GES du cycle de vie, suivies par la production et le transport de la matière première, qui représentent environ 15 % des émissions. Contrairement à l'hydrogène produit par SMR de gaz naturel fossile, l'intensité en carbone de l'hydrogène produit par SMR de GNR est principalement due à la production de la matière première de GNR, car les émissions directes de dioxyde de carbone du procédé sont exclues de l'IC en raison de leur nature biogène. L'IC est la même pour tous les autres aspects du cycle de vie, à l'exception de la production des matières premières et des émissions directes des procédés.

**Tableau 83. Analyse de la contribution de l'intensité carbone du combustible à base d'hydrogène canadien moyen produit par SMR de gaz naturel fossile livré par camion (gaz), exprimée en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Étape du cycle de vie | Gaz naturel fossile (g d'éq. $CO_2$/MJ) | Gaz naturel renouvelable (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|---|
| Gaz naturel (matière première du SMR) | 15 | 5,8 |
| Transport de la matière première de gaz naturel | 0,8 | 0,8 |
| Électricité du procédé | 0,7 | 0,7 |
| Émissions directes de dioxyde de carbone du procédé* | 85 | 0 |
| Stockage géologique | 0,01 | 0,01 |
| Transport par camion | 7,4 | 7,4 |
| Distribution du combustible | 0,6 | 0,6 |
| **Total** | **110** | **15** |

** Il faut noter qu'il y a des émissions directes de $CO_2$ durant le SMR du GNR, mais elles proviennent d'une source biogène et elles sont donc exclues du calcul de l'IC.*

### 9.4.2 Électrolyse

Les résultats de l'intensité en carbone de diverses filières de l'hydrogène produit par électrolyse au Canada sont résumés dans le Tableau 83Tableau 84, y compris la production à partir de différents systèmes d'électricité d'arrière-plan pour démontrer la variabilité potentielle des résultats.

**Tableau 84. Valeurs de l'intensité en carbone du combustible à base d'hydrogène produit par électrolyse de gaz naturel fossile et de gaz naturel renouvelable selon différents modes de transport, exprimées en g d'éq. $CO_2$ par MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Filière de combustibles à base d'hydrogène | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| **Hydrogène par électrolyse – moyenne canadienne** | |
| Hydrogène, par électrolyse, transport par gazoduc {CA} | 65 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (liquide) {CA} | 75 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (gaz) {CA} | 71 |
| **Hydrogène par électrolyse – Alberta** | |
| Hydrogène, par électrolyse, transport par gazoduc {CA-AB} | 350 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (liquide) {CA-AB} | 406 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (gaz) {CA-AB} | 360 |
| **Hydrogène par électrolyse – Colombie-Britannique** | |
| Hydrogène, par électrolyse, transport par gazoduc {CA-BC} | 29 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (liquide) {CA-BC} | 34 |
| Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (gaz) {CA-BC} | 36 |

L'IC moyenne canadienne de l'hydrogène produit par électrolyse se situe entre 65 et 75 g d'éq. $CO_2$ par MJ, les différences d'IC étant dues aux différents modes de transport du

combustible. Ces résultats d'IC reposent sur l'utilisation de l'électricité provenant du réseau d'électricité canadien moyen. Comme l'électricité est le principal intrant de la production d'hydrogène par électrolyse, les résultats de l'IC sont très sensibles au réseau d'électricité utilisé. Pour démontrer la variabilité potentielle, les résultats de l'IC sont présentés dans le Tableau 84 pour une province disposant d'un réseau alimenté par des combustibles fossiles (Alberta) et d'un réseau hydroélectrique (Colombie-Britannique). Les résultats indiquent que l'IC de l'hydrogène produit par l'électrolyse pourrait varier entre aussi peu que 29 g d'éq. $CO_2$ par MJ et jusqu'à 406 g d'éq. $CO_2$ par MJ.

L'analyse de la contribution résumée dans le Tableau 85 réaffirme cette observation sur l'importance de la source d'électricité, en montrant que pour l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'un réseau canadien moyen, les émissions en amont de la production d'électricité représentent près de 85 % des émissions de GES du cycle de vie. Les résultats de ce tableau montrent également l'analyse de la contribution de l'hydrogène livré par camion (liquide), où la liquéfaction de l'hydrogène avant la distribution représente 14 % des émissions de GES du cycle de vie.

**Tableau 85. Analyse de la contribution de l'IC moyenne canadienne du combustible à base d'hydrogène produit par électrolyse et livré par camion (liquide), exprimée en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Étape du cycle de vie | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| Électricité – procédé | 63 |
| Stockage géologique | 0,01 |
| Liquéfaction | 11 |
| Transport par camion – liquide | 0,07 |
| Distribution du combustible | 0,6 |
| **Total** | **75** |

### 9.4.3 Gazéification et reformage du gaz de synthèse

Les résultats de l'intensité en carbone de diverses filières d'hydrogène produit par la gazéification et le reformage de gaz de synthèse de biomasse ligneuse au Canada sont résumés dans le Tableau 86, y compris la production à partir de différentes sources de matières premières de biomasse ligneuse.

**Tableau 86. Valeurs de l'intensité en carbone moyennes canadiennes du combustible à base d'hydrogène produit par la gazéification et le reformage de diverses matières premières de biomasse ligneuse et différents modes de transport, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Filière de combustibles à base d'hydrogène | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| **Hydrogène produit par gazéification et reformage de sciure de bois** | |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de sciure de bois, livraison par camion (gaz) | 15 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de sciure de bois, livraison par camion (liquide) | 19 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de sciure de bois, transport par gazoduc | 8,4 |
| **Hydrogène produit par gazéification et reformage de résidus de récolte forestière** | |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de récolte forestière, transport par camion (gaz) | 16 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de récolte forestière, transport par camion (liquide) | 20 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de récolte forestière, transport par gazoduc | 9,8 |
| **Hydrogène produit par gazéification et reformage de bois rond non marchand** | |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de bois rond non marchand, transport par camion (gaz) | 17 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de bois rond non marchand, transport par camion (liquide) | 21 |
| Hydrogène, produit par gazéification et reformage de résidus de bois rond non marchand, transport par gazoduc | 10 |

Les résultats montrent que les valeurs moyennes de l'IC au Canada de l'hydrogène produit à partir de la gazéification et du reformage du gaz de synthèse issu de biomasse ligneuse se situent entre 8,4 et 21 g d'éq. $CO_2$ par MJ, selon la source de la matière première de biomasse ligneuse et le mode de transport du combustible final. L'utilisation de copeaux de bois provenant de résidus de récolte forestière avec transport du combustible par gazoduc a donné le résultat moyen pour l'IC le plus faible au Canada, tandis que l'utilisation de copeaux de bois provenant de bois rond non marchand avec transport du combustible par camion (liquide) a donné le résultat moyen pour l'IC le plus élevé au Canada.

L'analyse de la contribution de l'hydrogène produit par la gazéification et le reformage de gaz de synthèse issu de sciure de bois et transporté par gazoduc, présentée dans le Tableau 87, indique que les émissions en amont du traitement et de la livraison de la sciure de bois des scieries canadiennes ont constitué la plus grande part des émissions de GES du cycle de vie, soit environ 45 % du total. Il faut également noter que les émissions de dioxyde de carbone biogène provenant du procédé de reformage ont été exclues des calculs de l'IC.

**Tableau 87. Analyse de la contribution des valeurs moyennes de l'intensité en carbone au Canada de combustible à base d'hydrogène produit par gazéification et reformage de gaz de synthèse issu de sciure de bois et transporté par gazoduc, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans une pile à combustible.**

| Filière de combustibles à base d'hydrogène | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| Matière première de sciure de bois | 3,2 |
| Gaz naturel – procédé | 2,7 |
| Électricité – procédé | 1,2 |
| Émissions directes de dioxyde de carbone du procédé* | 0 |
| Stockage géologique | 0,01 |
| Transport par gazoduc | 0,7 |
| Distribution du combustible | 0,6 |
| **Total** | **8,4** |

** Il faut noter qu'il existe des émissions directes de $CO_2$ liées au procédé, mais qu'elles proviennent d'une source biogène; c'est pourquoi elles sont exclues des calculs de l'IC.*

### 9.4.4 Analyse de l'incertitude

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour l'hydrogène moyen canadien en utilisant une analyse de Monte-Carlo. Les résultats de l'analyse de l'incertitude pour l'hydrogène sont présentés dans les graphiques en violon de la section 12. Ils sont présentés par rapport à l'incertitude d'autres combustibles à faible intensité en carbone dans cette section. Les principaux résultats de l'analyse de l'incertitude pour l'hydrogène provenant de chacune des trois sources sont résumés dans le Tableau 65 ci-dessous.

**Tableau 88. Résultats de l'analyse de l'incertitude pour le combustible à base d'hydrogène moyen au Canada. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Hydrogène, par électrolyse, livraison par camion (gaz) {CA}*** | | | | | |
| 71,2 | 74,1 | 72,6 | 17,6 | 45,4 | 116 |
| ***Hydrogène, par SMR de gaz naturel, livraison par camion (gaz) {CA}*** | | | | | |
| 110 | 112 | 111 | 12,8 | 89,1 | 138 |
| ***Hydrogène, par SMR de GNR issu de gaz d'enfouissement, livraison par camion (gaz) {CA}*** | | | | | |
| 15 | 16,8 | 15,5 | 5,29 | -0,082 | 123 |
| ***Hydrogène, par gazéification et reformage de gaz de synthèse issu de sciure de bois {CA}*** | | | | | |
| 16,4 | 16,8 | 15,9 | 5,23 | 9,73 | 29,5 |

Les résultats de l'analyse de l'incertitude montrent qu'il y a une plus grande incertitude sur le résultat de l'hydrogène produit par électrolyse, qui a un plus large éventail d'extrants potentiels. Cela est dû au fait que l'intensité en carbone de l'hydrogène produit par électrolyse est fortement touchée par le réseau d'électricité d'arrière-plan et que l'efficacité du procédé d'électrolyse et les variations par rapport à ces intrants peuvent faire augmenter ou diminuer les résultats de manière significative. L'incertitude relative à l'hydrogène produit par SMR de GNR est également élevée, en raison de l'incertitude

relative de l'IC liée à la production de GNR à partir de gaz d'enfouissement, et associée à l'incertitude sur la technologie de conversion de SMR des sources de GNR.

### 9.4.5 Lacunes et limites des données sur les combustibles à base d'hydrogène

Les limites de la modélisation de l'IC des combustibles à base d'hydrogène canadiens sont largement fondées sur le manque d'activité à l'échelle commerciale dans ce secteur, ce qui signifie que des hypothèses doivent être posées sur la technologie et la structure de l'industrie. Des changements dans l'efficacité de la technologie (p. ex. l'électrolyse), des changements dans les systèmes de matières premières et d'énergie, et des changements dans la distribution du combustible pourraient entraîner des différences importantes dans l'IC du combustible à base d'hydrogène moyen au Canada. Heureusement, comme ces détails évoluent au fil du temps avec la croissance de l'industrie, les modules primaires sont en place pour les technologies de production primaire d'hydrogène et les matières premières afin de faciliter le développement de nouveaux modèles pour calculer des valeurs d'IC plus représentatives des activités de production d'hydrogène au Canada.

# 10. Combustibles solides à faible intensité en carbone

## 10.1 Limites et descriptions techniques du système des combustibles solides à faible intensité en carbone

Au Canada, les combustibles solides peuvent être produits à partir de plusieurs matières premières différentes, notamment la biomasse ligneuse, les résidus agricoles et les déchets solides industriels et municipaux. Ces combustibles solides prennent généralement la forme de granulés à forte densité énergétique, mais ils peuvent également inclure des précurseurs de matières premières et des coproduits du procédé (p. ex. des copeaux de bois et de la canne de maïs). Les combustibles solides à faible intensité en carbone sont généralement utilisés comme matières premières énergétiques dans les chaudières et les fours industriels, pour le chauffage de locaux d'établissements ou d'unités résidentielles, et pour la production d'électricité à petite et grande échelle dans les centrales thermiques.

Les combustibles solides à faible intensité en carbone qui seront inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumés dans le Tableau 89. La plupart de ces combustibles sont dérivés de matières premières de biomasse ligneuse de différents types, à l'exception de la canne de maïs.

**Tableau 89. Résumé des filières de combustibles solides à faible intensité en carbone, y compris une description des sources de matières premières de combustibles, des procédés de conversion, des extrants des procédés et de l'utilisation finale prévue à modéliser.**

| Combustible | Matière première | Procédé de conversion | Utilisation finale |
|---|---|---|---|
| Granulés de bois de classe A1 | • Résidus propres de scierie | • Séchage<br>• Pelletisation | • Chauffage<br>• Électricité |
| Granulés de bois de classe A2/B1/B2 | • Bois debout non marchand<br>• Résidus de récolte forestière<br>• Autres résidus de scierie<br>• Déchets de construction et démolition (CetD) | • Déchiquetage<br>• Séchage<br>• Pelletisation | • Chauffage<br>• Électricité |
| Granulés de bois noir (granules de bois traités de manière thermique) | • Bois debout non marchand<br>• Résidus de récolte forestière<br>• Résidus de scierie<br>• Déchets de construction et démolition (CetD) | • Traitement à la vapeur<br>• Torréfaction<br>• Pelletisation | • Électricité |
| Copeaux de bois | • Bois debout non marchand<br>• Résidus de scierie | • Déchiquetage<br>• Séchage | • Chauffage |
| Résidus de cultures | • Canne de maïs | • Séchage<br>• Pelletisation | • Chauffage |

Des descriptions plus détaillées de ces combustibles se trouvent dans la section 10.1.1. Un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone se trouve dans la section 10.2, et un résumé des sources de données utilisées pour développer l'ICV de ces combustibles se trouve dans la section 10.3.

### 10.1.1 Combustibles de biomasse ligneuse

Le secteur forestier canadien produit plusieurs matières premières de combustibles à faible intensité en carbone à divers endroits. Il s'agit d'un système hautement intégré de produits et de procédés provenant tous de la récolte de bois debout dans les forêts canadiennes et aboutissant à une grande variété d'utilisations intermédiaires et d'utilisations et de produits finaux. Dans ce flux de fibres ligneuses, un certain nombre de matières premières de combustibles solides à faible intensité en carbone sont produites, y compris celles-ci :

- copeaux de bois produits directement à partir de la biomasse forestière récoltée (bois rond);
- copeaux de bois produits à partir des résidus de la récolte forestière primaire (c'est-à-dire des branches, des cimes, également appelés des résidus de buissons, etc.);
- copeaux de bois ou autres résidus de sciage (p. ex. des copeaux de bois, des écorces, de la sciure de bois, des copeaux, également appelés des copeaux à brûler s'ils sont utilisés sur place);
- bois usagé obtenu à partir des flux de déchets de construction et de démolition (CetD).

Certaines de ces matières premières de biomasse ligneuse peuvent être utilisées directement pour l'énergie dans des applications du secteur forestier (p. ex. pour l'énergie de séchage dans les scieries), comme source de chaleur ou de vapeur dans d'autres applications industrielles, ou utilisées comme matière première par des industries complémentaires au secteur forestier telles que les usines de granulés pour produire des combustibles plus denses en énergie avec un large éventail d'applications allant du chauffage résidentiel à la production d'électricité à grande échelle.

L'industrie canadienne des granulés de bois est un secteur de l'économie en pleine croissance, largement axé sur l'exportation, avec des marchés importants en Europe, aux États-Unis et, de plus en plus en Asie (Bradburn et Lakhdari, 2017). À la fin de 2016, il y avait 30 usines de granulés de bois en activité au Canada, et début 2019, il y en avait 46. Le Tableau 90 présente un résumé des usines actuellement en activité. Les granulés en vrac sont produits principalement pour les marchés d'exportation, tandis que les granulés en sac sont produits principalement pour les applications de chauffage domestique.

Bien qu'il existe des usines de granulés de bois en activité dans plusieurs provinces canadiennes, environ 70 % de la production canadienne de granulés de bois se fait en Colombie-Britannique, les autres principales provinces étant le Québec, l'Ontario, l'Alberta et le Nouveau-Brunswick (Bradburn, 2014). Il n'existe actuellement aucune production commerciale de granulés de bois (noir) traités thermiquement.

**Tableau 90. Usines de granulés de bois en activité au Canada en 2019, présentées par emplacement, part de la production de granulés en vrac par rapport aux granulés en sac, et capacité annuelle en tonnes métriques (Canadian Biomass Magazine, 2019)**

| Emplacement de l'usine | Province | Vrac/sac (%) | Capacité (tonnes/an) |
|---|---|---|---|
| Prince George | C.-B. | 100/0 | 350 000 |
| Armstrong | C.-B. | 80/20 | 72 000 |
| Burns Lake | C.-B. | 100/0 | 380 000 |
| Strathnaver | C.-B. | 100/0 | 230 000 |
| Williams Lake | C.-B. | 100/0 | 210 000 |
| Houston | C.-B. | 100/0 | 230 000 |
| Lavington | C.-B. | 100/0 | 300 000 |
| Smithers | C.-B. | 100/0 | 125 000 |
| Vanderhoof | C.-B. | 90/10 | 185 000 |
| Princeton | C.-B. | 70/30 | 110 000 |
| Vanderhoof | C.-B. | S.O. | 30 000 |
| Chetwynd | C.-B. | 100/0 | 100 000 |
| Fort St. John | C.-B. | 100/0 | 75 000 |
| Terrace | C.-B. | 100/0 | 75 000 |
| Entwistle | Alb. | 100/0 | 400 000 |
| Grande Cache | Alb. | 60/40 | 15 000 |
| Manning | Alb. | 80/20 | 15 000 |
| La Crete | Alb. | 80/20 | 140 000 |
| Slave Lake | Alb. | 50/50 | 60 000 |
| Swan River | Man. | 100/0 | 2 000 |
| Elm Creek | Man. | 80/20 | 10 000 |
| Atikokan | Ont. | 90/10 | 110 000 |
| Thunder Bay | Ont. | 100/0 | 45 000 |
| St. Marys | Ont. | 60/40 | 10 000 |
| Hearst | Ont. | 15/85 | 15 000 |
| Dunkalk | Ont. | 25/75 | 15 000 |
| Springford | Ont. | 10/90 | 25 000 |
| New Liskeard | Ont. | 75/25 | 80 000 |
| Bécancour | Qc | 100/0 | 15 000 |
| Lac-Mégantic | Qc | S.O. | 120 000 |
| Sacré-Coeur | Qc | S.O. | 25 000 |
| Saint-Félicien | Qc | 5/95 | 120 000 |
| Shawinigan-Sud | Qc | <1/99 | 55 000 |
| Saint-Paulin | Qc | S.O. | 60 000 |
| Papineauville | Qc | S.O. | 34 000 |
| Saint-Hyacinthe | Qc | <1/99 | 30 000 |
| Lac-au-Saumon | Qc | 100/0 | 47 000 |
| Saint-Jean-Port-Joli | Qc | 70/30 | 7 000 |
| Bristol | N.-B. | 15/85 | 40 000 |
| Saint-Quentin | N.-B. | 40/60 | 90 000 |
| Tracyville | N.-B. | 20/80 | 10 000 |
| Belledune | N.-B. | 100/0 | 100 000 |
| Shubenacadie | N.-É. | 15/85 | 50 000 |
| Upper Musquodobit | N.-É. | 100/0 | 100 000 |
| Summerford | T.-N.-L. | S.O. | 12 000 |
| Bishop's Falls | T.-N.-L. | S.O. | 1 000 |

Les limites du système et le flux du procédé pour les combustibles solides à faible intensité en carbone sont résumés dans la Figure 20. Celle-ci comprend diverses

matières premières de biomasse ligneuse provenant de différentes activités de la chaîne d'approvisionnement du secteur forestier, ainsi que des déchets de bois obtenus du flux de déchets solides de CetD. Il faut noter que la « récolte bioénergétique » de la Figure 20 se réfère à la récolte progressive de la biomasse forestière provenant de la végétation sur pied au-delà de la récolte commerciale habituelle de bois d'œuvre.

### *Matières premières de biomasse ligneuse*

Les producteurs canadiens de granulés de bois utilisent une variété de matières premières en fonction de l'utilisation prévue des granulés. Comme le montre le Tableau 91, la matière première la plus utilisée est les résidus de scierie (90 %), suivis des copeaux à brûler et du bois rond entier.

**Tableau 91. Matières premières d'usines de granulés de bois utilisés dans les usines canadiennes de granulés de bois en 2016, en tonnes métriques (Bradburn et Lakhdari, 2017).**

| | Résidus de buissons | Résidus d'usine | Copeaux à brûler | Bois rond | Déchets de bois | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Alb. | 0 | 113 000 | 0 | 0 | 0 | 113 000 |
| C.-B. | 21 000 | 1 733 500 | 136 000 | 96 000 | 16 000 | 2 002 500 |
| Sask. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ont. | 0 | 87 000 | 0 | 0 | 9 000 | 96 000 |
| Qc | 0 | 350 000 | 0 | 0 | 0 | 350 000 |
| N.-B. | 0 | 192 000 | 0 | 0 | 0 | 192 000 |
| N.-É. | 0 | 30 000 | 0 | 0 | 0 | 30 000 |
| T.-N.-L. | 0 | 200 | 0 | 0 | 0 | 200 |
| **Total** | **21 000** | **2 505 700** | **136 000** | **96 000** | **25 000** | **2 783 700** |
| **Canada** | ***0,75 %*** | ***90 %*** | ***4,8 %*** | ***3,4 %*** | ***0,9 %*** | |

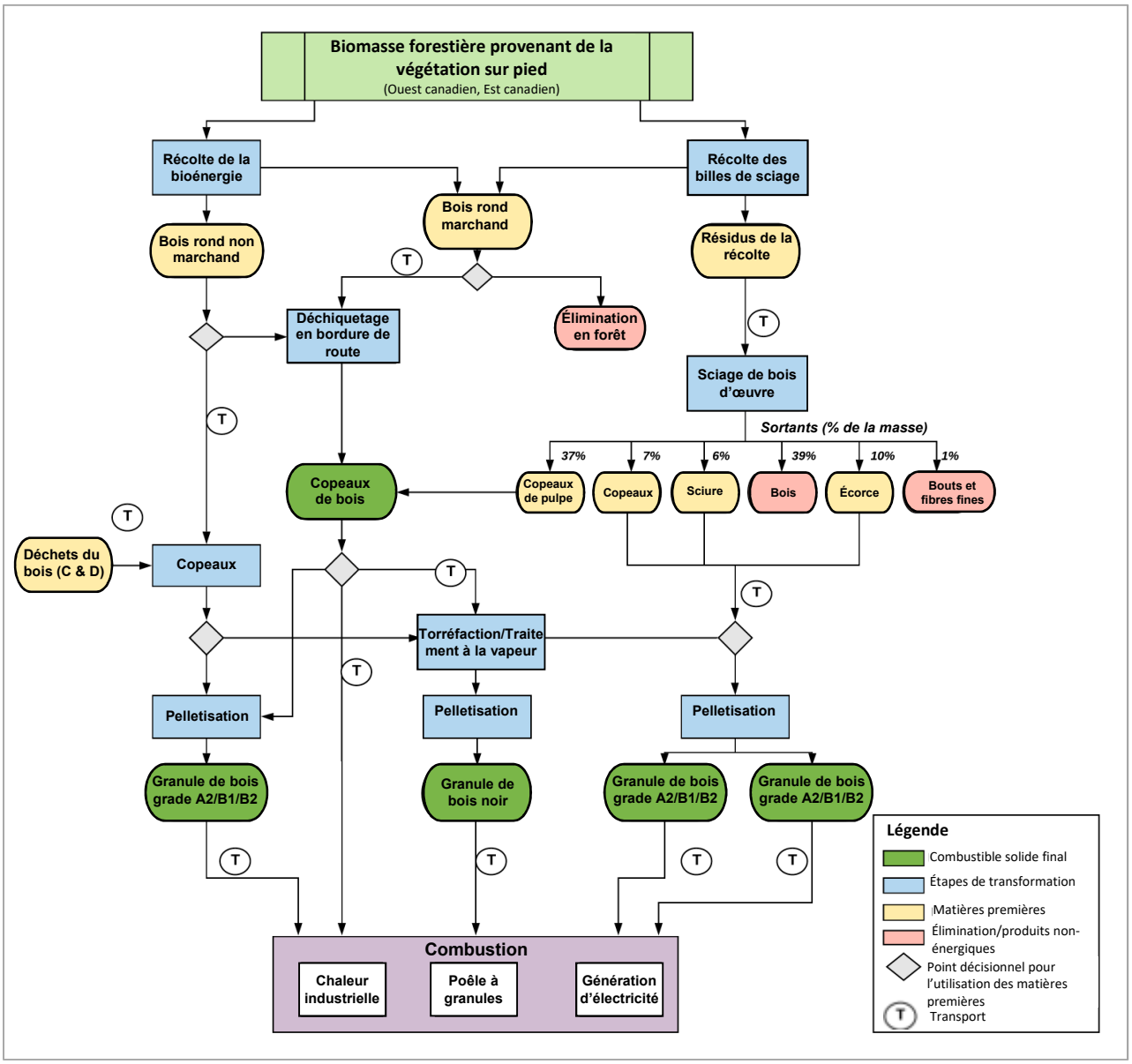



**Figure 20. Limites du système et activités du cycle de vie des combustibles solides dérivés de matières premières de biomasse ligneuse, de l'extraction à la combustion. Il faut noter que la « récolte bioénergétique » se réfère à la récolte progressive de la biomasse forestière debout au-delà de la récolte commerciale habituelle de bois d'œuvre.**

Les copeaux de bois proviennent également de multiples sources de la chaîne d'approvisionnement du secteur forestier, allant du déchiquetage des résidus de récolte aux abords de route au déchiquetage des déchets de bois provenant du flux de CetD. Les sections suivantes donnent un aperçu des matières premières de biomasse ligneuse qui ont été modélisées pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.

### Résidus de récolte forestière (résidus de buissons)

Les résidus de récolte forestière sont composés de tiges, de cimes et de branches d'arbres qui sont laissées après la récolte commerciale du bois rond marchand. La gestion de ces résidus peut varier d'une région à l'autre au Canada en fonction des pratiques provinciales de gestion forestière et des méthodes de récolte choisies (p. ex. la

coupe à longueur, le bois en longueur et l'arbre entier). Les plans de gestion forestière et les schémas de certification exigent généralement que les forestiers laissent les résidus de récolte sur place pour soutenir les fonctions écologiques (Roach et Berch, 2014). Dans d'autres provinces, les résidus de récolte forestière sont généralement apportés aux abords des routes forestières pour être empilés ou brûlés. Lorsqu'ils ne sont pas laissés dans la forêt, ces résidus de récolte peuvent potentiellement être utilisés pour un certain nombre d'applications de combustibles à faible intensité en carbone, comme être transformés en copeaux de bois pour une utilisation directe, être déchiquetés et utilisés dans la production de granulés de bois, ou pour une conversion supplémentaire en combustible comme la pyrolyse; cependant, à l'heure actuelle, ces résidus sont rarement utilisés pour de telles applications au Canada.

La quantité de résidus de récolte forestière récupérables varie selon la technique de récolte forestière. Par exemple, dans une étude sur la récolte forestière en Ontario pour la bioénergie, il a été indiqué que les résidus récupérables représentaient jusqu'à 40 % du volume marchand des coupes à blanc, 20 % du volume marchand des coupes progressives et d'éclaircie, et 0 % de la récolte sélective (McKechnie J., 2012). Ces différences dans les résidus récupérables sont principalement dues à la décision de récolter l'arbre entier ou de le couper à longueur. Les techniques de récolte forestière varient également d'une province à l'autre; cependant, environ 85 % de la récolte forestière au Canada se fait par coupe à blanc (Statistique Canada, 2018).

Après la récolte primaire, les résidus de la récolte forestière sont transportés aux abords de route et déchiquetés dans des fragmenteuses-broyeuses de résidus avant d'être livrés à l'utilisateur final ou pour un traitement bioénergétique ultérieur. Dans le contexte des combustibles solides, les copeaux de bois produits à partir des résidus de récolte forestière peuvent être utilisés directement dans des applications énergétiques ou transformés davantage en granulés de bois ou granulés de bois noir avant l'utilisation d'un combustible. Les activités du cycle de vie associées aux résidus de la récolte forestière comprennent donc le transport des résidus jusqu'aux abords de routes forestières, le déchiquetage en bordure de route et le transport des copeaux de bois jusqu'au producteur ou à l'utilisateur final. À l'heure actuelle, la majorité de ces résidus sont laissés dans la forêt pour se décomposer et sont considérés comme des déchets. Ainsi, les émissions de GES associées à l'exploitation forestière primaire sont attribuées aux produits forestiers primaires qui sont récoltés. Cette décision de modélisation a été appliquée de manière uniforme dans un certain nombre d'ACV de l'énergie provenant de biomasse ligneuse (McKechnie J., 2012) (Smyth, Kurz, Rampley, Lempriere et Schwab, 2017) (McKechnie, Colombo, Chen, Mabee et Maclean, 2011)

**Résidus de scierie (résidus d'usine et copeaux à brûler)**

La production de bois d'œuvre des scieries canadiennes donne lieu à un certain nombre de coproduits issus du sciage et du rabotage du bois rond marchand. Ces coproduits, ou résidus, comprennent des parties du bois rond qui sont sciées ou rabotées pour produire du bois d'œuvre, comme des copeaux de bois, de la sciure, des copeaux de rabotage et diverses autres chutes de bois et fibres fines de bois. L'utilisation de ces résidus varie considérablement en fonction de l'emplacement et des pratiques de gestion de chaque scierie. Certains résidus de scierie sont utilisés pour la production d'énergie sur place, d'autres sont transférés ou vendus à divers utilisateurs pour des applications énergétiques et la fabrication d'autres produits (p. ex. pâtes et papiers ou litière pour

animaux), et d'autres sont empilés ou éliminés (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a).

### Récolte du bois rond marchand

Les limites du système du sciage commencent avec la récolte primaire de bois rond marchand dans les forêts canadiennes. Cela comprend un certain nombre d'activités, notamment la coupe d'éclaircie des forêts, la fertilisation, la croissance des semis et la replantation des forêts exploitées. Elles comprennent également la récolte (p. ex. par abatteuse-empileuse), l'ébranchage, la coupe et le transport du bois rond de la forêt aux abords de route et de là jusqu'à la scierie (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a).

### Sciage

Une fois livrées à la scierie, les billes de résineux marchands passent par un processus de sciage, de séchage au séchoir et de rabotage pour produire du bois d'œuvre. Les différents résidus de scierie sont produits à différentes étapes du processus, comme le résume le Tableau 92 ci-dessous.

**Tableau 92. Répartition de la production de résidus de scierie en fonction de l'activité de la scierie, par pourcentage (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012)**

| Résidus | Sciage | Rabotage |
|---|---|---|
| Écorce | 100 % | |
| Copeaux de rabotage | | 100 % |
| Sciure de bois | 97 % | 3 % |
| Copeaux à pâte | 93 % | 7 % |
| Chutes d'éboutage | | 100 % |
| Fibres déchiquetées fin | 100 % | |
| Déchets de bois (copeaux à brûler) | | 100 % |

Comme il est indiqué, l'élimination des résidus de scierie varie d'une activité à l'autre. Dans une étude de 2012 sur l'industrie canadienne du bois d'œuvre, l'Institut Athena a estimé le devenir des différents types de résidus en fonction de leur utilisation finale (Tableau 93).

**Tableau 93. Devenir des résidus de scierie pour une scierie moyenne au Canada en 2012, exprimé en pourcentage du volume total de résidus produits (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012).**

| Résidus | Transférés* | Vendus | Enfouis aux sites | Copeaux à brûler | Empilés |
|---|---|---|---|---|---|
| Écorce | 21 % | 64 % | 3 % | 12 % | 1 % |
| Copeaux de rabotage | | 71 % | | 28 % | 1 % |
| Sciure de bois | | 79 % | | 21 % | |
| Copeaux à pâte | 7 % | 93 % | | | |
| Chutes d'éboutage | 7 % | 93 % | | | |
| Fibres déchiquetées fin | | | | 100 % | |
| Déchets de bois** | 42 % | | 58 % | | |

** Les coproduits transférés sont fournis gratuitement à d'autres utilisateurs finaux, au lieu d'être vendus à d'autres utilisateurs finaux.*

*** Les déchets de bois sont entièrement produits durant le rabotage et ils sont principalement envoyés dans des sites d'enfouissement et non utilisés à d'autres fins.*

Les résultats de l'analyse de l'utilisation des résidus par l'Institut Athena indiquent que les résidus des scieries sont presque entièrement utilisés si l'on considère leur utilisation sur place (copeaux à brûler) et leur utilisation par d'autres producteurs, avec très peu d'empilage ou d'enfouissement dans des sites prévus à cet effet.

**Bois rond non marchand**

En plus de la récolte forestière et des résidus de scierie, une autre option de matière première de biomasse ligneuse est la récolte de bois rond à partir d'arbres non marchands. Les arbres non marchands sont ceux qui ne conviennent pas au bois d'œuvre ou à la pâte de bois pour diverses raisons, notamment en raison de leurs mauvaises propriétés de bois ou de fibres, d'une maladie ou d'une déformation, ou encore d'un diamètre trop petit pour le sciage (Ressources naturelles Canada, 2018). Dans certains cas, ces arbres sont abattus et laissés sur le sol de la forêt afin de dégager un chemin pour la récolte de peuplements d'arbres marchands, alors que dans d'autres cas, ils sont laissés debout. Ces arbres non marchands présentent un intérêt croissant pour les applications bioénergétiques (Agence internationale de l'énergie, 2019).

Après la récolte et le transport jusqu'aux abords de route, les arbres non marchands peuvent être déchiquetés sur place pour produire des copeaux de bois pour diverses applications ou ils peuvent être envoyés à des usines de granulés de bois et écorcés et/ou déchiquetés pour produire des granulés de bois blanc ou noir. Les arbres non marchands peuvent également être envoyés directement de la récolte à des usines de cogénération où ils sont déchiquetés et brûlés avec d'autres matières premières de biomasse ligneuse.

**Déchets de construction et de démolition**

Le bois trouvé dans les déchets de CetD pourrait être une autre source de matière première de biomasse ligneuse pour les combustibles solides à faible intensité en carbone; toutefois, l'un des obstacles à l'utilisation de cette matière première est le besoin de bois « propre », c'est-à-dire du bois qui n'a pas été traité chimiquement ou combiné avec d'autres matières (c'est-à-dire des plastiques) dans des matériaux composites.

L'utilisation de déchets de bois de CetD nécessite la collecte et le déchiquetage du bois et la livraison du bois à des usines de granulés de bois ou l'utilisation directe des copeaux de bois dans des applications de chauffage.

### *Conversion de biomasse ligneuse en combustible*

La conversion des matières premières de biomasse ligneuse en combustibles solides finaux prend différentes formes selon l'application et l'utilisation finale voulue. Dans certains cas, les matières premières de biomasse ligneuse subissent un dimensionnement et/ou un séchage limité, tandis que dans d'autres cas, elles nécessitent un traitement plus intensif. Les descriptions des procédés des quatre combustibles solides à faible intensité en carbone dérivés de matières premières de biomasse ligneuse se trouvent dans les sections suivantes.

**Copeaux de bois**

Les copeaux de bois sont largement utilisés comme combustible solide, principalement pour le chauffage de locaux ou le séchage, car ils constituent un combustible disponible localement qui ne nécessite qu'un traitement minimal (Ressources naturelles Canada,

2017a). Les copeaux de bois sont généralement produits lors des opérations de sciage, ou lors des opérations de déchiquetage en bordure de route après la récolte forestière. Les déchiqueteuses en bordure de route prennent de nombreuses formes, y compris des unités stationnaires et mobiles, et une gamme de caractéristiques de taille, de puissance et de réduction de taille (AEBIOM, 2008). En général, la production de copeaux de bois implique le défibrage ou le déchiquetage du bois, suivi d'un criblage et d'un séchage à l'air (Ressources naturelles Canada, 2017a).

Les copeaux de bois peuvent être utilisés directement comme énergie de chauffage ou de séchage ou servir de matière première pour produire des granulés de bois brun ou noir. L'Association canadienne de normalisation (ACNOR) distingue les copeaux de bois de classe A (A1 et A2) et de classe B (B1 et B2) en fonction de leur provenance et de leurs propriétés telles que la teneur en cendres et en humidité (Ressources naturelles Canada, 2017a). En général, les copeaux de bois de classe A dérivés du bois de la tige et des procédés d'usinage sont utilisés pour le chauffage de locaux d'établissements (p. ex. des écoles et des bâtisses commerciales), tandis que les copeaux de bois de classe B dérivés de sous-produits traités chimiquement et de bois usagé non traité chimiquement sont utilisés pour des applications industrielles plus lourdes (p. ex. des usines de pâtes et des systèmes énergétiques collectifs).

Selon la classification de l'ACNOR, les copeaux de bois ont un pouvoir calorifique supérieur (PCS) de 10 à 11 MJ/kg et une densité de 300 à 400 kg/m$^3$ (Ressources naturelles Canada, 2017b). Ce PCS est supposé être pour les copeaux de bois ayant une teneur en humidité relativement élevée de 40 à 50 %. La teneur en humidité est le facteur le plus important qui influe sur le pouvoir calorifique des combustibles solides, et les PCS et PCI d'un combustible donné varieront dans une fourchette particulière en fonction de la teneur en humidité (Figure 21).

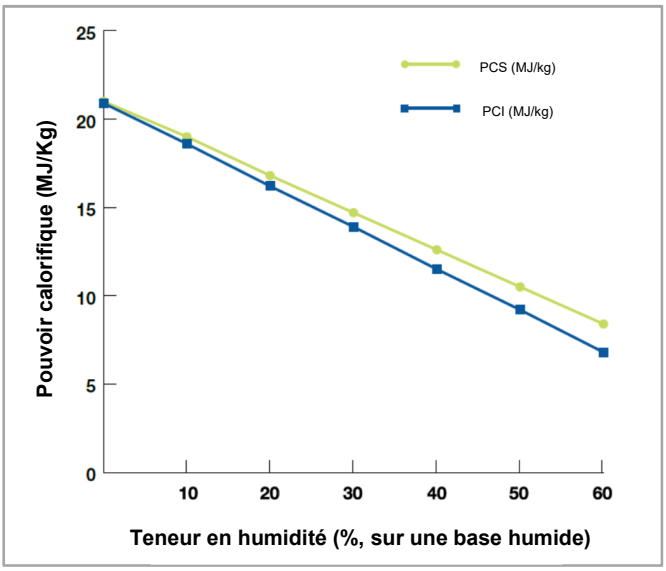



**Figure 21. Relation entre le PCS et le PCI et la teneur en humidité de combustibles solides à base de bois (Ressources naturelles Canada, 2017b).**

La teneur en humidité des copeaux de bois varie en fonction de la source et du degré de séchage qui a été appliqué. Les copeaux de bois de classe A1 ont une teneur en humidité variant entre 10 à 25 %, ceux de classe A2 de 35 % ou moins, en général, et ceux de classe B, de 35 % ou plus, en général.

**Granulés de bois**

Les granulés de bois sont un combustible à base de biomasse densifiée produit principalement à partir de résidus d'opérations forestières traditionnelles telles que les scieries et la fabrication de produits finis en bois (Ressources naturelles Canada, 2017c). Les résidus de récolte forestière sont également utilisés, mais dans une moindre mesure, car ils peuvent contenir des quantités plus importantes d'écorce et de cendre. Les granulés de bois sont généralement utilisés pour le chauffage résidentiel et de locaux d'établissements, les installations de chauffage centralisé et les centrales de production d'électricité en remplacement du charbon (Ressources naturelles Canada, 2017c).

Selon les normes CAN/CSA-ISO 17225 sur les biocombustibles solides, les granulés de bois sont classés en fonction de leur source et de leurs propriétés, y compris la classe A (A1 et A2) et la classe B (B1 et B2). En général, les granulés de bois de classe A1 et A2 sont utilisés pour le chauffage résidentiel ou commercial et ils proviennent principalement de résidus d'usines (c'est-à-dire de sciure de bois, de copeaux et de chutes) et de bois de tige. Les granulés de classe A2 peuvent contenir certains résidus d'exploitation forestière et des arbres entiers sans racines. Les granulés de classe B sont faits à partir de sources plus diverses, et ils peuvent inclure des écorces, des résidus de coupe d'éclaircie et d'élagage, et du bois usagé non traité chimiquement. L'ACNOR classe également les granulés industriels (I1, I2 et I3) qui sont des granulés utilisés à des fins plus industrielles comme la production d'électricité. Certaines spécifications clés pour les granulés de bois de classe A et B sont résumées dans le Tableau 94.

**Tableau 94. Propriétés des granulés de bois de classe A1, A2 et B, selon la partie 2 de la norme CAN/CSA-ISO 17225 (Ressources naturelles Canada, 2017c).**

| Classe de propriété | Unité | Classe A1 | Classe A2 | Classe B |
|---|---|---|---|---|
| Humidité | Poids (%) | ≤ 10 | ≤ 10 | ≤ 10 |
| Cendre | Poids (%) | ≤ 0,7 | ≤ 1,2 | ≤ 2,0 |
| Fibres fines | Poids (%) | ≤ 1,0 | ≤ 1,0 | ≤ 1,0 |
| PCS | MJ/kg | ≥ 18,6 | ≥ 18,6 | ≥ 18,6 |
| Densité apparente | $kg/m^3$ | 600 – 750 | 600 – 750 | 600 – 750 |

Outre les classifications industrielles spécifiques, les granulés de bois ont également tendance à être regroupés en fonction de leur type de matière première et de leur procédé de production en utilisant des termes tels que granulés blancs, granulés bruns et granulés noirs. Une recherche dans la documentation et les rapports de l'industrie suggère que, si la différenciation des granulés noirs est claire, il existe un certain manque d'uniformité dans l'utilisation d'autres termes tels que « blanc » et « brun » pour décrire des granulés de bois. Pour les besoins de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, les termes suivants seront utilisés :

- **Granulés de bois** : des granulés de classe A1/A2 et B1/B2 faits à partir de n'importe quelle source de biomasse ligneuse (c'est-à-dire de la biomasse récoltée ou des résidus) produite par des procédés de pelletisation standard;
- **Granulés de bois traités de manière thermique (noir)** : des granulés faits à partir de biomasse ligneuse de toute source (c'est-à-dire de biomasse récoltée ou de résidus) qui est traitée de manière thermique par traitement à la vapeur ou torréfaction avant la pelletisation;

Les différentes filières de chaque type de granulé se trouvent dans la Figure 20.

Les granulés de bois noir sont considérés comme des granulés de bois avancés et, à la fin de 2016, il n'y avait pas de production à l'échelle commerciale de granulés de bois noir au Canada (Bradburn et Lakhdari, 2017). Contrairement aux granulés de bois standard, les granulés de bois noir comportent une étape de traitement thermique qui diminue la teneur en humidité et mène à un produit dont les caractéristiques physiques et chimiques sont plus proches de celles du charbon. Ce procédé rend les granulés plus durables et leur donne une densité énergétique plus élevée, ce qui les rend plus faciles à utiliser dans des centrales thermiques alimentées au charbon (Bradburn et Lakhdari, 2017).

*Combustion des combustibles à base de biomasse ligneuse*

Les combustibles solides à base de biomasse ligneuse sont utilisés dans une grande variété d'applications et brûlés dans un grand nombre d'appareils de combustion différents selon l'application. Les émissions provenant de la combustion de combustibles solides à base de biomasse ligneuse varieront considérablement selon le type d'appareil de combustion. Il n'est pas possible de saisir toute la gamme des scénarios de combustion possibles pour chacun des combustibles solides à base de biomasse ligneuse dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. La combustion des combustibles solides à base de biomasse ligneuse sera modélisée pour trois applications générales, notamment la combustion industrielle de copeaux de bois dans les poêles, les fourneaux et les chaudières, la combustion de granulés de bois dans les poêles à granulés résidentiels et la combustion de granulés de bois noir dans la production d'électricité à grande échelle.

### 10.1.2 Combustibles à base de résidus de culture

Le secteur agricole produit également des matières premières à base de combustibles solides renouvelables, principalement à partir de résidus de cultures agricoles tels que la canne de maïs ou la paille de blé. Tout comme les résidus ligneux, les résidus agricoles peuvent être convertis en granulés à forte densité énergétique et utilisés pour l'énergie de séchage à la ferme ou vendus à d'autres utilisateurs finaux; toutefois, les matières premières agricoles contiennent de la silice, du chlore et des cendres qui posent de sérieux problèmes à la combustion. Ces matières premières peuvent être mélangées au bois et utilisées pour la combustion, la pyrolyse ou la gazéification. Par exemple, des graminées vivaces comme le panic raide ou le miscanthus peuvent être combinées avec de la biomasse ligneuse et comprimées en granulés. Les résidus de cultures agricoles tels que la canne de maïs ou la paille de blé peuvent également être utilisés de cette manière. S'ils ne sont pas mélangés, les combustibles solides issus de résidus agricoles nécessitent un prétraitement supplémentaire.

À l'heure actuelle, il n'existe pratiquement pas de production commerciale de granulés de canne de maïs ou de granulés de bois agricole et très peu d'informations sont disponibles sur leur production. En prévision du fait que les combustibles solides issus de plantes vivaces ou de résidus de cultures pourraient devenir plus importants dans le développement de combustibles à faible intensité en carbone, une filière par défaut est prévue pour les granulés dérivés de la canne de maïs.

*Matières premières à base de résidus de culture*

La canne de maïs est un déchet de la culture du maïs. Le terme « canne de maïs » désigne toutes les parties aériennes du plant de maïs, à l'exception des grains (c'est-à-

dire les tiges, les feuilles et les épis). Des masses à peu près égales de cannes et de grains sont produites pendant la croissance. Aux États-Unis, la plupart des cannes de maïs sont laissées dans les champs, et environ 5 % des cannes sont retirées pour être utilisées dans l'alimentation animale et la litière ( (Kim, Dale et Jenkins, 2009). Les pratiques agricoles varient d'une région à l'autre, mais on suppose que les pratiques canadiennes sont similaires à celles des États-Unis, dans la mesure où la plupart des cannes de maïs sont actuellement laissées dans les champs après la récolte et labourées dans le sol au fil du temps.

Étant donné que la plupart des résidus de culture sont actuellement laissés sur les champs agricoles, ces résidus ont été traités comme des déchets dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et aucun impact en amont de la culture n'a été attribué aux résidus. L'enlèvement des résidus de culture des champs agricoles nécessite une énergie supplémentaire pour leur collecte et nécessite l'intrant d'un engrais azoté supplémentaire pour remplir les éléments nutritifs perdus à la suite de la décomposition des résidus (Chen, et coll., 2017).

#### *Conversion des résidus de culture en combustible*

La conversion de la canne de maïs en granulés nécessite l'enlèvement des cannes de maïs des champs de maïs et leur transformation dans une usine de densification. En général, cela nécessite l'enlèvement, la mise en balles et le transport des cannes de maïs sur une distance donnée jusqu'à l'usine de densification. Étant donné que la canne contient de l'azote, qui est retiré du champ, celui-ci aura besoin d'un engrais azoté (N) supplémentaire l'année suivante, qui est inclus dans l'inventaire de la canne de maïs (section 4.8.) L'emplacement des usines de densification peut varier en fonction de l'échelle de production, et de petites usines peuvent être situées plus près des champs de maïs; toutefois, il n'existe pas d'installations de production de cannes de maïs au Canada.

On ne dispose d'aucune information sur les procédés de densification de la canne de maïs au Canada. Une publication de 2012 de Li et coll. décrit une ACV de la densification des granulés de paille de blé dans les Prairies canadiennes (Li X., Mupondwa, Panigrahi, Tabil et Adapa, 2012), et il est supposé que le procédé de densification serait similaire pour la canne de maïs, et à bien des égards similaire à la production de granulés de bois dans le processus global. Le procédé de densification comprend généralement une série d'étapes, notamment la réception des balles de résidus, le défibrage, la pelletisation, le refroidissement et le criblage. En outre, une publication récente sur la production de granulés à partir de cannes de maïs en Idaho, aux États-Unis, a indiqué qu'un liant à base d'amidon de maïs peut également être nécessaire pour renforcer la densification de la canne de maïs (Tumuluru, Conner et Hoover, 2016).

#### *Combustion des combustibles à base de résidus de culture*

Étant donné l'absence d'utilisation de granulés faits de canne de maïs au Canada, la filière par défaut dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles comprendra la combustion de granulés de canne de maïs pour le chauffage. Les futurs ajouts à l'outil pourraient inclure la production d'électricité si cette filière se développe.

## 10.2 Approche de modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone, ainsi qu'une présentation de certaines questions méthodologiques clés à aborder dans la modélisation.

### 10.2.1 Développement de modules de processus unitaires

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consiste à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans le cas des combustibles solides à faible intensité en carbone, cette approche est particulièrement pertinente, car il existe une variété de matières premières à base de combustibles pouvant être utilisées dans tout procédé de conversion en combustible, et elles reposent toutes sur un ensemble de matières premières de base produites au sein de la chaîne d'approvisionnement forestière canadienne (ou dans le cas des granulés de cannes de maïs, de l'industrie agricole canadienne).

Les principaux modules des combustibles solides à base de biomasse ligneuse sont les activités de récolte forestière et de sciage, à partir desquelles de multiples matières premières sont produites, notamment le bois rond non marchand, les résidus de récolte forestière, les copeaux de bois et divers autres résidus de scierie (p. ex. la sciure ou les copeaux de rabotage) (Figure 19). Une fois ces modules en place, avec les variations régionales reflétées dans leur production lorsque cela est possible (p. ex. les différences de consommation de combustible ou les différences dans les réseaux d'électricité), les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles qui souhaitent mettre en place un procédé de production de granulés de bois peuvent choisir la ou les matières premières appropriées parmi les éléments de base disponibles et les faire entrer dans leur filière de production de granulés en particulier. Ils peuvent également copier et modifier ces modules avec leurs propres données plus récentes ou spécifiques au procédé.

En utilisant cette approche modulaire, même dans les cas où seules des données issues de la documentation sont disponibles, ou lorsqu'aucune donnée n'est disponible, les processus unitaires peuvent toujours être développés et inclus par défaut dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles et être mis à jour par les utilisateurs de l'outil lorsque des données sont disponibles.

Les travaux de modélisation de l'étape clé 3 s'appuient aussi largement sur les processus unitaires de combustibles fossiles qui ont été développés à l'étape clé 2, y compris les intrants de combustibles aux machines et équipements (p. ex. le diesel ou le gaz naturel) et les procédés de transport (p. ex. les camions, le chemin de fer ou les pipelines). Ces processus unitaires seront tirés de la base de données des combustibles d'ECCC et intégrés dans les modèles de filières des combustibles à faible intensité en carbone, si nécessaire.

### 10.2.2 Variante régionale

Il existe certaines variations régionales pour les combustibles solides à faible intensité en carbone qui pourraient avoir une influence sur l'intensité en carbone. Il s'agit notamment de la consommation de combustibles dans l'exploitation forestière, de la consommation

de combustibles pour le sciage et d'autres activités de transformation, des intrants et des pratiques de gestion des cultures pour la production du maïs (c'est-à-dire de la canne de maïs) et des systèmes énergétiques d'arrière-plan tels que les variations dans les réseaux d'électricité fournissant de l'énergie aux procédés de conversion en combustibles. L'approvisionnement en matières premières régionales/provinciales pourrait également avoir une influence sur les distances et les modes de transport pour la livraison des matières premières et du combustible final.

Ces différences se reflètent dans la modélisation autant que possible dans les limites des données disponibles. À titre d'exemple, les données sur l'exploitation forestière ne sont disponibles que pour l'Ouest et l'Est du Canada[15], et non par province. Les utilisateurs de l'outil devront donc choisir un processus unitaire dans l'une ou l'autre de ces deux régions, ou choisir le processus unitaire pour la récolte moyenne au Canada, et ils ne pourront pas choisir des données de récolte spécifiques à une province dans cette version de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. En ce qui concerne les systèmes énergétiques d'arrière-plan, les intensités en carbone des réseaux d'électricité sont disponibles à l'échelle provinciale sur la base des travaux réalisés à l'étape clé 2, tout comme certains combustibles (p. ex. le diesel), et elles seront intégrées dans les processus unitaires disponibles pour la modélisation des combustibles solides à faible intensité en carbone. Ainsi, la modélisation de la production de granulés de bois en Colombie-Britannique pourrait inclure l'utilisation de l'électricité de la Colombie-Britannique pour alimenter le procédé de pelletisation.

### 10.2.3 Attribution aux coproduits

Les coproduits issus des opérations de sciage, notamment la sciure, l'écorce et les copeaux de rabotage, sont des intrants largement utilisés pour les combustibles solides à faible intensité en carbone. Dans la modélisation de ces matières premières, il est nécessaire de répartir les impacts du sciage entre les différents coproduits. Aux étapes clés 1 et 2, il a été établi, à la suite de discussions avec ECCC, que l'intensité en carbone en amont d'un procédé serait attribuée à ses coproduits en fonction de leur contenu énergétique. Des efforts ont été faits pour utiliser cette approche de manière constante dans les travaux de modélisation pour l'étape clé 3; cependant, en utilisant l'approche modulaire pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, la capacité de choisir différentes approches d'attribution sera intégrée dans l'outil. Pour le sciage, l'attribution des impacts en amont au bois d'œuvre et aux coproduits du sciage est souvent effectuée en fonction de la masse trouvée dans la documentation (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a), et elle représente une méthode d'attribution plus appropriée pour les matières premières à base de combustibles solides à faible intensité en carbone, puisque les coproduits du sciage sont souvent évalués pour des propriétés physiques autres que leur contenu énergétique. Les données de l'ICV fournies pour le sciage au Canada comprenaient une subdivision des intrants de matières et d'énergie et des extrants de matières exprimées par rapport à chacune des trois étapes du sciage (le sciage, le séchage et le rabotage). Ces données nous ont permis de subdiviser les impacts du

[15] L'étude de l'Institut Athena a inclus des données de sondage provenant de scieries en Colombie-Britannique (7), en Alberta (2), en Ontario (7), au Québec (6) et au Nouveau-Brunswick (1). Le terme « Ouest » désigne les scieries en Colombie-Britannique et en Alberta, tandis que le terme « Est » désigne les scieries en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

procédé de sciage à chacun des extrants de matières en fonction du pourcentage de chaque activité qui est attribué à chaque coproduit. Par exemple, comme le montre le Tableau 97, 100 % de l'écorce est produite par le sciage et 70 % de la consommation d'électricité est attribuée au sciage. Ainsi, aucun des impacts associés au séchage et au rabotage n'a été attribué à l'écorce, car celle-ci n'est produite que durant le sciage. Parmi les autres coproduits du sciage figuraient la sciure (97 %), les copeaux à pâte (93 %) et les fibres déchiquetées fin (100 %). À partir de ces données, les 70 % de l'électricité totale utilisée pour le sciage ont ensuite été attribués à chacun de ces coproduits du sciage en fonction de leurs masses relatives. Une fois les limites de subdivision du système atteintes, l'attribution par masse a été utilisée pour terminer l'attribution des impacts à chacun des coproduits. Ces calculs sont résumés dans les fiches de données des processus unitaires de sciage qui se trouvent en annexe séparée du rapport final.

### 10.2.4 Carbone biogène

Conformément à la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogène, telle qu'elle figure dans le Rapport d'inventaire national du Canada (gouvernement du Canada, 2018), les émissions de carbone biogène provenant de la combustion de combustibles solides à faible intensité en carbone ne sont pas incluses dans les calculs de l'intensité en carbone. Les émissions de carbone biogène sont calculées et déclarées séparément des valeurs de l'intensité en carbone par défaut.

Les émissions de carbone associées à un changement direct d'utilisation des terres seront incluses dans les cas où la production de matières premières nécessite la conversion de terres d'une utilisation existante à une production de bioénergie. Les changements indirects d'utilisation des terres sont exclus des calculs de l'intensité en carbone.

## 10.3 Inventaire du cycle de vie des combustibles solides à faible intensité en carbone

### 10.3.1 Combustibles solides à base de biomasse ligneuse

*Exploitation forestière*

**Bois rond marchand**

Les meilleures données publiques de l'ICV sur les opérations de récolte de bois rond marchand dans les forêts primaires canadiennes proviennent de l'Athena Sustainable Materials Institute, qui a réalisé un certain nombre d'ACV de produits forestiers canadiens. Dans ses publications les plus récentes sur la fabrication de bois d'œuvre résineux au Canada, l'Institut fournit la consommation de combustible pour une récolte moyenne de bois résineux au Canada, pondérée en fonction de la production, sur la base de sondages menés auprès de 11 exploitants forestiers pour 2015, et une récolte moyenne de bois résineux dans l'Est du Canada, pondérée en fonction de la production, sur la base de 5 exploitants forestiers pour 2015. Ces données sont résumées dans le Tableau 95 et elles représentent principalement l'exploitation mécanique (entre 96 et 100 %) des résineux canadiens.

**Tableau 95. Consommation de combustible de la souche aux abords de route d'une récolte moyenne de résineux primaires au Canada et dans l'Est du Canada en 2015, exprimée par rapport à une récolte de 1 m³ de résineux (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a).**

| Intrant | Unité | Quantité | Unité | Quantité |
|---|---|---|---|---|
| | Canada | | Est du Canada | |
| ***Sylviculture et utilisation des terres**** | | | | |
| Semis plantés | nombre/m³ | 3,5 | nombre/m³ | 3,2 |
| Ensemencement aérien | mg/m³ | 92 | mg/m³ | 83 |
| Superficie récoltée | ha/m³ | 0,0052 | ha/m³ | 0,0066 |
| ***Consommation d'énergie par type de combustible*** | | | | |
| Diesel | L/m³ | 2,17 | L/m³ | 3,06 |
| Essence | L/m³ | 0,16 | L/m³ | 0,18 |
| Propane | L/m³ | 0,01 | L/m³ | 0,01 |

** Les données sur la sylviculture et les paramètres d'utilisation des terres sont fournies dans le contexte des données sur les récoltes. Les modèles d'ACV de l'Institut Athena ne tiennent pas compte des émissions de GES associées à l'ensemencement et à la plantation.*

L'un des objectifs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles est de pouvoir refléter les différences régionales ou provinciales en matière d'intensité en carbone des combustibles à faible intensité en carbone. Malheureusement, les études les plus récentes de l'Institut Athena ne fournissent pas de données sur l'ICV de l'exploitation forestière dans l'Ouest; cependant, dans la version de 2012 de ce même rapport, en plus de la moyenne canadienne, une ventilation des données sur l'exploitation forestière dans l'Ouest et l'Est a été fournie. Ces données sont résumées dans le Tableau 96. Elles reposent sur des sondages menés auprès de 15 producteurs pour l'année de production 2006-2007 et elles représentent une récolte essentiellement mécanique (entre 94 et 97 %).

**Tableau 96. Consommation de combustible de la souche aux abords de route d'une récolte de résineux primaires au Canada en 2006-2007, répartie entre l'Est et l'Ouest du Canada, exprimée par rapport à une récolte de 1 m³ de résineux (Athena Sustainabile Materials Institute, 2012).**

| Intrant | Unité | Quantité | Unité | Quantité | Unité | Quantité |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Est du Canada | | Ouest du Canada | | Canada | |
| ***Sylviculture et utilisation des terres*** | | | | | | |
| Semis plantés | nombre/m³ | 3,9 | nombre/m³ | 3,1 | nombre/m³ | 3,5 |
| Ensemencement aérien | mg/m³ | 82 | mg/m³ | 37,8 | mg/m³ | 92 |
| Superficie récoltée | ha/m³ | 0,0066 | ha/m³ | 0,0036 | ha/m³ | 0,0052 |
| Âge de rotation à la récolte | années | 87 | années | 102 | années | 94 |
| ***Consommation d'énergie par type de combustible*** | | | | | | |
| Diesel | L/m³ | 3,29 | L/m³ | 2,26 | L/m³ | 2,84 |
| Propane | L/m³ | 0 | L/m³ | 0,0013 | L/m³ | 0,0006 |
| Électricité | kWh/m³ | 0,0296 | kWh/m³ | 0,0296 | kWh/m³ | 0,0296 |

En comparant les données de l'ICV de la récolte des deux rapports de l'Institut Athena, la consommation moyenne de diesel au Canada et dans l'Est du Canada a diminué de 24 % et de 7 %, respectivement. La consommation de propane augmente de plus de 150 %, et la consommation d'essence est rapportée à la place de la consommation d'électricité. Afin d'utiliser les données les plus récentes de l'ICV tout en étant capables de refléter les différences de récolte régionales, nous utiliserons la ventilation régionale

de 2012 pour mettre à l'échelle les quantités de combustion de diesel, de propane et d'essence pour l'Ouest du Canada. Dans les données de 2012, la consommation de diesel dans l'Ouest du Canada était inférieure de 20 % à la moyenne canadienne.

**Bois rond non marchand**

Les données de l'ICV de la récolte forestière de l'Institut Athena concernent la récolte de forêts primaires pour les billes de sciage marchandes. Ce type de récolte se fait principalement par coupe à blanc (Statistique Canada, 2018). Les arbres non marchands peuvent être récoltés durant une coupe à blanc et apportés en bordure de route forestière, ou ils peuvent être récoltés durant des opérations de coupe plus sélective comme par éclaircie. L'outil de modélisation de l'ACV des combustibles comprendra deux autres processus unitaires de récolte forestière pour refléter le fait que le bois rond non marchand peut être prélevé de la forêt de différentes manières, y compris celles-ci :

- récolte d'arbres non marchands par des opérations d'éclaircie et de débusquage jusqu'en bordure de route forestière;
- débusquage d'arbres non marchands déjà récoltés jusqu'en bordure de route.

Des données spécifiques au Canada n'étaient pas disponibles pour ces opérations; cependant, dans une étude d'ACV de 2012 de la collecte et du traitement de la biomasse ligneuse dans le sud-est des États-Unis, le Consortium for Research on Renewable Industrial Materials (CORRIM) a fourni des données de l'ACV de l'éclaircie, du débusquage et du déchiquetage de bois d'éclaircies forestières (Johnson, Lippke et Oneil, 2012). Ces données seront utilisées comme valeurs par défaut pour la consommation de combustible pour la récolte et le débusquage des arbres non marchands au Canada :

- abattage (grande abatteuse-empileuse de biomasse) : 0,81 L de diesel/tonne anhydre;
- débardage (grande débusqueuse de biomasse) : 2,64 L de diesel/tonne anhydre.

Les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront modifier les quantités associées à la consommation de combustible pour ces activités afin de refléter les différentes technologies ou les différentes pratiques.

*Déchiquetage du bois*

Le déchiquetage des résidus de récolte et du bois rond non marchand en bordure de route forestière peut être effectué à l'aide d'un large éventail de technologies aux capacités et de consommation de combustible variables. Le processus unitaire du déchiquetage de biomasse ligneuse en bordure de route est fondé sur une valeur moyenne de consommation de combustible par quantité de bois déchiqueté, tirée de la documentation. En utilisant l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, les utilisateurs pourront modifier le taux de consommation de combustible de la déchiqueteuse s'ils disposent de données primaires ou de données plus appropriées tirées de la documentation.

La valeur par défaut de la consommation de combustible pour le déchiquetage des résidus de récolte forestière en bordure de route, y compris le déchiquetage et le chargement, est de 4,3 litres de diesel par tonne anhydre de biomasse traitée. Cette valeur est tirée d'une étude sur l'énergie de la biomasse ligneuse en Ontario à partir de 2012 (McKechnie J., 2012). La valeur par défaut de la consommation de combustible

pour le déchiquetage d'arbres entiers en bordure de route est supposée être la même que pour le déchiquetage des résidus de récolte.

### *Sciage*

Les données les plus récentes de l'ICV des opérations de sciage au Canada sont tirées des ACV effectuées par l'Athena Sustainable Materials Institute. En 2018, l'Institut a publié des données de l'ICV fondées sur des sondages menés auprès de 23 scieries canadiennes. Ces données comprennent les intrants de matières et d'énergie ainsi qu'une liste moyenne de produits et de coproduits. Elles ont également été ventilées pour fournir une moyenne canadienne (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a) et une moyenne pour l'Est du Canada (Athena Sustainable Materials Institute, 2018b). Les données de l'ICV de la production de bois d'œuvre dans les scieries canadiennes sont résumées dans le Tableau 97, qui comprend une subdivision des intrants de matières et d'énergie et des extrants de matières relatifs à chacune des étapes du procédé de sciage (sciage, séchage et rabotage). Ces données ont été utilisées pour subdiviser les activités des scieries par rapport aux différents coproduits et réduire la quantité de l'attribution aux coproduits nécessaire.

**Tableau 97. Inventaire du cycle de vie des intrants et des extrants d'opérations de sciage moyennes au Canada et dans l'Est du Canada pour produire du bois d'œuvre résineux en 2015, exprimé en m³ de bois d'œuvre produit.**

| Matière ou combustible | Unités | Quantité par m³ de bois d'œuvre | Unités | Quantité par m³ de bois d'œuvre | Sciage | Séchage au séchoir | Rabotage |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Canada | | Est du Canada | | Canada | | |
| **Intrants** | | | | | | | |
| Bois rond | kg (sec) | 1 097 | kg (sec) | 1 111 | | | |
| Liquides hydrauliques | L | 0,13 | L | 0,15 | 73 % | 5 % | 22 % |
| Huiles moteur | L | 0,29 | L | 0,22 | 67 % | 7 % | 26 % |
| Graisses | kg | 0,01 | kg | 0,01 | 69 % | 8 % | 24 % |
| Électricité | kWh | 71,89 | kWh | 70,9 | 70 % | 9 % | 21 % |
| GPL | L | 0,18 | L | 0,28 | 39 % | 17 % | 44 % |
| Essence | L | 0,06 | L | 0,03 | 61 % | 11 % | 28 % |
| Diesel | L | 2,06 | L | 2,15 | 62 % | 11 % | 27 % |
| Mazout de chauffage | L | 0,46 | L | 0,92 | | 100 % | |
| Gaz naturel | m³ | 4,67 | m³ | 0,8 | 16 % | 73 % | 11 % |
| Copeaux à brûler | kg (sec) | 79,36 | kg (sec) | 106,18 | | 100 % | |
| **Extrants** | | | | | | | |
| Bois d'œuvre résineux | kg | 428 | kg | 408 | | | |
| Écorce | kg | 105 | kg | 110 | 100 % | | |
| Copeaux de rabotage | kg | 74 | kg | 78 | | | 100 % |
| Sciure de bois | kg | 66 | kg | 69 | 97 % | | 3 % |
| Copeaux à pâte | kg | 406 | kg | 426 | 93 % | | 7 % |
| Chutes d'éboutage | kg | 7 | kg | 7 | | | 100 % |
| Fibres déchiquetées fin | kg | 2 | kg | 2 | | | |
| Déchets de bois | kg | 9 | kg | 9 | 100 % | | |

Malheureusement, les données relatives aux opérations de sciage dans l'Ouest canadien n'ont pas été incluses dans les ACV de l'Institut Athena. Pour les valeurs par défaut dans

l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, l'utilisation des résidus de sciage des scieries de l'Ouest canadien sera fondée sur la moyenne canadienne jusqu'à ce que des données plus spécifiques à la région puissent être fournies.

### 10.3.2 Pelletisation

Dans les usines de granulés de bois actuellement en activité au Canada, la consommation d'énergie et les émissions associées à la pelletisation varient considérablement en raison de l'utilisation de différentes matières premières et de la production de différents calibres de granulés de bois. Par conséquent, les producteurs de granulés pourront modifier le processus unitaire de pelletisation dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles afin de refléter leurs propres opérations. Pour le procédé de pelletisation par défaut, les données de l'ICV de la production de granulés de bois en Ontario ont été tirées d'une publication récente (McKechnie, Saville et MacLean. Steam-treated wood pellets: Environmental and financial implications relative to fossil fuels and conventional pellets for electricity generation, 2016). Les données de l'ICV sont résumées dans le Tableau 98.

**Tableau 98. Intrants d'énergie à la pelletisation, exprimés par tonne anhydre de granulés de bois calibrés produits en Ontario.**

| Intrant | Unité | Quantité |
|---|---|---|
| Écorçage et défibrage – électricité | kWh/tonne américaine sèche | 3,75 |
| Production de granulés de bois – électricité | kWh/tonne sèche | 144 |
| Production de granulés de bois – énergie thermique | GJ/tonne sèche | 3,0 |
| Contenu énergétique des granulés de bois | GJ/tonne sèche | 19 |

Dans une autre étude récente sur la production de granulés de bois au Canada, Padilla-Rivera et coll. ont utilisé l'ACV pour quantifier les impacts environnementaux de la production de granulés de bois par deux usines de production différentes au Québec. Les données de l'ICV de cette étude sur la production de 2014 ont montré des valeurs de consommation d'électricité à la fois plus élevées (163 kWh/tonne de granulés de bois) et plus faibles (93,7 kWh/tonne de granulés de bois) que celles utilisées par McKechnie et coll. (2016), et elles montrent également une utilisation d'énergie thermique beaucoup plus élevée par un producteur, y compris l'utilisation de diesel (3,22 MJ/tonne de granulés de bois) et de gaz naturel (1 400 MJ/tonne de granulés de bois) (Padilla-Reivera, Barrette, Blanchet et Thiffault, 2017). Ces valeurs reflètent les types de variation qui peuvent être observés dans les données de l'ICV de la production de granulés de bois. Cette variation sera prise en compte dans l'analyse de l'incertitude, mais elle pourra également être traitée par l'ajout de données plus précises provenant de producteurs de combustibles à faible intensité en carbone utilisant l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles.

#### *Traitement thermique*

Le traitement thermique des granulés de bois est un élément émergent du secteur des granulés de bois dont la production à l'échelle commerciale n'existe pas actuellement au

Canada. En élaborant des valeurs d'intensité en carbone par défaut pour les granulés de bois noir, nous avons utilisé les meilleures valeurs disponibles dans la documentation pour caractériser la production de granulés de bois traité à la vapeur et torréfiés.

**Granulés de bois traités à la vapeur**

Une étude canadienne récente a quantifié les impacts environnementaux du cycle de vie des granulés de bois blanc et des granulés de bois noir produits en Ontario pour la production d'électricité. Les données relatives à la production de granulés de bois noir proviennent d'une usine de démonstration en Norvège, et elles ont été utilisées pour développer la filière de défaut des granulés de bois noir produits à partir de biomasse traitée à la vapeur. Les intrants d'énergie à la production de granulés de bois traités à la vapeur sont résumés dans le Tableau 99.

**Tableau 99. Intrants d'énergie à la production de granulés de bois noir à partir de biomasse traitée à la vapeur en Ontario en 2014 (McKechnie, Saville et MacLean. Steam-treated wood pellets: Environmental and financial implications relative to fossil fuels and conventional pellets for electricity generation, 2016).**

| Intrant | Unité | Quantité |
|---|---|---|
| Écorçage et défibrage – électricité | kWh/tonne sèche | 3,75 |
| Production de granulés de bois – électricité | kWh/tonne sèche | 120 |
| Production de granulés de bois – énergie thermique | GJ/tonne sèche | 3,8 |
| Contenu énergétique | GJ/tonne sèche | 21 |

Il faut noter que le contenu énergétique des granulés de bois traités de manière thermique est de 21 GJ/tonne sèche, soit 2 GJ de plus que pour les granulés de bois classiques qui ont été modélisés dans la même étude (Tableau 98). Cette différence se reflète dans le modèle de combustion des granulés de bois noir. Les données de l'ICV de la production en amont de matières premières de biomasse ligneuse pour les granulés de bois noir sont fondées sur la modélisation de l'étape clé 3.

**Granulés de bois torréfiés**

Les granulés de bois noir peuvent également être produits par un procédé de torréfaction. La torréfaction est une forme de pyrolyse qui entraîne une décomposition thermique partielle en l'absence d'oxygène. Elle s'effectue entre 200 et 300 degrés Celsius pour éliminer les substances volatiles du bois avant la densification (Adams, Shirley et McManus, 2015).

Il n'y a actuellement aucune usine de granulés de bois torréfiés à l'échelle commerciale en activité au Canada, et aucune donnée de l'ICV n'est disponible pour la production canadienne de granulés de bois torréfiés. Pour modéliser l'intensité en carbone par défaut des granulés de bois noir issus de la torréfaction, nous avons utilisé les données de l'ICV d'une étude de 2015 sur la production de granulés de bois torréfiés en Europe (Adams, Shirley et McManus, 2015). Cette étude a comparé les impacts du cycle de vie des granulés de bois torréfiés et des granulés de bois classiques. Les données de l'ICV de cette étude sont résumées dans le Tableau 100.

**Tableau 100. Données de l'inventaire du cycle de vie de la production de granulés de bois noir torréfiés et de granulés de bois classiques calibrés à partir de bois rond déchiqueté en Europe (Adams, Shirley et McManus, 2015).**

| Intrant | Granulés de bois noir torréfiés | | Granulés de bois blanc | |
|---|---|---|---|---|
| | Unité | Quantité | Unité | Quantité |
| Chaleur de procédé* | MJ/tonne | 4 000 | MJ/tonne | 1 560 |
| Gaz naturel | $m^3$/tonne | 14,5 | $m^3$/tonne | 36,7 |
| Défibrage – électricité | kWh/tonne | 77 | kWh/tonne | 260 |
| Pelletisation – électricité | kWh/tonne | 150 | kWh/tonne | 50 |
| Densité apparente | kg/$m^3$ | 800 | kg/$m^3$ | 650 |
| PCI | MJ/kg | 22,0 | MJ/kg | 15,5 |
| Teneur en humidité | % | 5 | % | 10 |

** La chaleur de procédé est supposée être fournie par le gaz de torréfaction en recirculation. Dans certaines configurations, cette chaleur peut être fournie par la combustion de biomasse ou de combustibles fossiles.*

Comme pour les granulés de bois traités de manière thermique, il a été démontré que le contenu énergétique des granulés de bois torréfiés est plus élevé que celui des granulés de bois classiques, tout comme leur densité apparente et leur teneur en humidité plus faible. Ces différences se reflètent dans le modèle de combustion des granulés de bois pour les granulés de bois noir. Le PCS et la teneur en carbone des granulés de bois torréfiés peuvent varier en fonction des conditions de torréfaction, mais on considère généralement qu'une fourchette entre 21,5 et 22 MJ/kg est représentative pour les granulés de bois torréfiés moyens (McNamee, et coll., 2016). Les données de l'ICV de la production en amont des matières premières de biomasse ligneuse pour les granulés de bois noir sont fondées sur les autres modèles de combustibles solides à faible intensité en carbone de l'étape clé 3.

### *Transport des matières premières et des combustibles*

La teneur en humidité est une considération importante pour le transport des matières premières et des combustibles solides finaux, car de nombreuses matières premières de biomasse ligneuse sont d'abord des matières « humides » ayant une teneur en humidité relativement élevée, comme les résidus de récolte en copeaux, et elles ont ensuite une teneur en humidité beaucoup plus faible au moment où elles sont transformées en combustibles finaux. Par exemple, alors que la sciure de bois d'une scierie peut être expédiée à une usine de granulés de bois en ayant une teneur en humidité de 30 à 40 %, les granulés de bois finaux expédiés à l'utilisateur final auront probablement une teneur en humidité de 5 % ou moins. Ainsi, le transport des matières premières doit tenir compte de la consommation supplémentaire de combustible pour transporter les matières humides, tandis que le transport des combustibles solides finaux doit tenir compte de la teneur en humidité plus faible du combustible final.

On a supposé que le transport des matières premières et des combustibles solides finaux se faisait entièrement par camion et par chemin de fer. Pour modéliser ce transport, nous avons utilisé les processus unitaires du camion et du train créés à l'étape clé 2 pour saisir les émissions en amont et les émissions de combustion associées à ces modes de transport. Une présentation plus approfondie de la modélisation du transport se trouve à l'annexe B.

*Combustion*

Les coefficients d'émission pour la combustion de combustibles solides à base de biomasse ligneuse sont résumés dans le Tableau 101 pour le chauffage industriel, le chauffage par poêle à granules de bois et la production d'électricité. Il faut noter que ces coefficients d'émission sont fondés sur des hypothèses génériques concernant l'efficacité de la combustion et la teneur en humidité du combustible ligneux qui ont été développées et sont utilisées par le gouvernement du Canada. Les futurs utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourront modifier ces coefficients d'émission en fonction des caractéristiques mesurées ou prévues de certains combustibles ligneux et appareils de combustion. L'efficacité de l'appareil de combustion a une influence sur la quantité de matières premières nécessaire pour fournir un MJ d'énergie utile, qui est l'unité fonctionnelle de cette étude. Ainsi, un appareil à faible rendement devrait consommer plus de matières premières pour fournir un MJ d'énergie utile par rapport à un appareil à rendement plus élevé. Les taux de rendement supposés pour les appareils à combustion sont les suivants :

- Poêle à granules de bois : 80 % (U.S. EPA, 2019)
- Appareil de chauffage industriel : 90 % (Ayer et Dias, 2018)
- Production d'électricité : 26 % (McKechnie J., 2012)

Les émissions de $CO_2$ provenant de la combustion sont considérées comme du carbone biogène puisqu'elles proviennent de matières premières de biomasse ligneuse. Ainsi, bien que ces émissions soient quantifiées et déclarées séparément, elles ne seront pas incluses dans les valeurs de l'intensité en carbone par défaut des combustibles solides à faible intensité en carbone.

**Tableau 101. Coefficients d'émission de la combustion pour les applications modélisées de combustibles solides issus de biomasse ligneuse (gouvernement du Canada, 2018).**

| Matière première | Application | $CO_2$ (g/kg de combustible) | $CH_4$ (g/kg de combustible) | $N_2O$ (g/kg de combustible) |
|---|---|---|---|---|
| Copeaux de bois | Combustion industrielle | 840 | 0,09 | 0,06 |
| Granulés de bois | Poêle à granules | 1 652 | 4,12 | 0,059 |
| Granulés de bois et granulés de bois noir | Production d'électricité | 840 | 0,09 | 0,06 |

### 10.3.3 Combustibles solides issus de résidus de culture

*Production des matières premières*

La production des matières premières pour les granulés de cannes de maïs repose sur la collecte et le transport des cannes de maïs depuis les champs de maïs, et le remplacement de l'azote par l'application d'engrais supplémentaires dans les champs de maïs dont les résidus ont été enlevés. Cette étape de la modélisation est décrite à la section 4.8. Depuis la porte de la ferme, les données de l'ICV de la mise en balles et la livraison des cannes de maïs à l'usine de densification ont été tirées de sources documentaires, notamment d'une ACV des granulés densifiés de paille de blé (Li X. , Mupondwa, Panigrahi, Tabil et Adapa, 2012). Le transport des balles de canne de maïs du champ jusqu'à l'usine de densification a été modélisé en estimant la distance

moyenne de transport sur la base des lieux de production du maïs et en utilisant les processus unitaires du transport par camion et par chemin de fer développés à l'étape clé 2.

### *Conversion des matières premières*

Il n'y a pas de données disponibles pour l'ICV de la densification de la canne de maïs au Canada. Des données sont disponibles dans la documentation sur la densification de la paille de blé des Prairies canadiennes et la consommation d'énergie pour la densification a été utilisée comme approximation. Il faut noter dans l'ACV de la paille de blé qu'une fourchette de valeurs de consommation d'énergie a été rapportée pour la densification des résidus agricoles, allant d'un minimum de 30 kWh/tonne à un maximum de 106 kWh/tonne (Li X., Mupondwa, Panigrahi, Tabil et Adapa, 2012). La valeur utilisée pour la densification de la paille de blé dans les Prairies canadiennes est de 74,4 kWh/tonne, ce qui se situe approximativement au milieu de cette fourchette et fournit une valeur par défaut raisonnable pour l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans une étude de simulation de la production de granulés de canne de maïs dans l'Idaho, la consommation d'énergie pour la densification de la canne de maïs a été estimée entre 118 et 126 kWh/tonne en fonction de la teneur en humidité, et à environ entre 75 et 94 kWh/tonne lorsqu'un liant à base d'amidon de maïs à 2 % a été utilisé pour améliorer la densification (Tumuluru, Conner et Hoover, 2016). Dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, une analyse de l'incertitude sera utilisée pour saisir l'influence de cette fourchette de consommation d'énergie sur l'intensité en carbone par défaut des granulés de canne de maïs.

### *Combustion du combustible*

Les coefficients d'émission de combustion propres à la canne de maïs au Canada n'étaient pas disponibles dans la documentation du RIN du Canada. En revanche, les coefficients d'émission de combustion des granulés de canne de maïs sont fondés sur les données d'émission de la United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA, 2016), comme le résume le Tableau 102.

**Tableau 102. Coefficients d'émission de combustion des granulés de canne de maïs, exprimés par MJ de granulés brûlés (U.S. EPA, 2016).**

| Matière première | Contenu énergétique (PCS) (MJ/kg) | $CO_2$ (g/MJ) | $CH_4$ (g/MJ) | $N_2O$ (g/MJ) |
|---|---|---|---|---|
| Canne de maïs | 8,7 | 118 | 0,032 | 0,0042 |

Les émissions de $CO_2$ provenant de la combustion sont considérées comme du carbone biogène puisqu'elles proviennent de matières premières agricoles. Ainsi, bien que ces émissions soient quantifiées et déclarées séparément, elles ne seront pas incluses dans les valeurs de l'intensité en carbone par défaut des combustibles solides à faible intensité en carbone.

## 10.4 Résultats de l'intensité en carbone des combustibles solides à faible intensité en carbone

Les résultats de l'IC des combustibles solides à faible intensité en carbone sont résumés dans le Tableau 103 ci-dessous. Les résultats sont présentés pour trois applications d'utilisations finales différentes, à savoir la combustion dans un poêle à granules, la combustion dans un appareil de chauffage industriel et la combustion pour la production d'électricité, chacune ayant un rendement moyen de combustion différent.

**Tableau 103. Valeurs moyennes canadiennes de l'intensité en carbone des filières de combustibles solides à faible intensité en carbone de trois applications énergétiques et d'une gamme de matières premières de biomasse, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ.**

| Filière de combustibles solides à faible intensité en carbone | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| **Poêle à granules** | |
| Granulés de bois, de sciure {CA} | 15 |
| Granulés de bois, de bois rond non marchand {CA} | 15 |
| **Appareil de chauffage industriel** | |
| Copeaux de bois, de résidus de récolte {CA} | 5,6 |
| Copeaux de bois, de bois rond non marchand {CA} | 6,9 |
| Granulés, de canne de maïs {CA} | 23 |
| **Production d'électricité** | |
| Granulés de bois, de sciure {CA} | 21 |
| Granulés de bois noir, de sciure, traités à la vapeur {CA} | 18 |
| Granulés de bois noir, de sciure, torréfiés {CA} | 24 |
| Granulés de bois, de bois rond non marchand {CA} | 17 |
| Granulés de bois noir, de bois rond non marchand, traités à la vapeur {CA} | 15 |
| Granulés de bois noir, de bois rond non marchand, torréfiés {CA} | 21 |

Les valeurs de l'IC de chaque application reflètent des rendements de combustion différents et elles ne doivent donc pas être comparées directement entre les utilisations finales. Pour la production d'électricité, les granulés de bois provenant de billes non marchandes présentaient les valeurs de l'IC les plus faibles, soit 15 (traités à la vapeur) et 17 g d'éq. $CO_2$ par MJ (granulés standard). Les granulés de bois torréfiés faits à partir de sciure de bois, qui ont un PCS légèrement plus élevé que celui des granulés de bois standard, avaient l'intensité en carbone la plus élevée par MJ de toutes les options de production d'électricité. En ce qui concerne l'utilisation finale de l'appareil de chauffage industriel, les granulés densifiés produits à partir de canne de maïs présentaient l'IC la plus élevée, soit 23 g d'éq. $CO_2$ par MJ, ce qui était nettement supérieur aux deux types de copeaux de bois modélisés.

Les principaux facteurs contribuant à l'IC des combustibles solides à faible intensité en carbone sont les étapes de la production et de la pelletisation (Tableau 104). Pour les granulés de bois classiques, les activités de récolte et de sciage pour produire de la sciure représentent 33 % des émissions de GES du cycle de vie et la pelletisation 24 %. Pour les granulés de bois torréfiés, l'augmentation des besoins énergétiques pour traiter les granulés est le changement le plus notable dans l'analyse de la contribution par rapport aux autres granulés, la pelletisation représentant 46 % des émissions totales de GES. C'est pourquoi les granulés de bois torréfiés ont l'impact le plus important malgré leur densité énergétique améliorée par rapport aux autres granulés. Il est également

démontré que le transport des matières premières et des granulés de bois représente une part non négligeable de l'intensité en carbone globale de ces combustibles solides.

**Tableau 104. Analyse de la contribution de la production moyenne d'électricité au Canada à partir de trois types différents de granulés de bois, exprimée par étape du cycle de vie en g d'éq. $CO_2$/MJ d'énergie produite.**

| Étape du cycle de vie | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) | | |
|---|---|---|---|
| | Granulés de bois | Traités à la vapeur | Torréfiés |
| Récolte – billes marchandes | 4,3 | 3,5 | 3,6 |
| Sciage – sciure | 2,7 | 2,4 | 2,3 |
| Transport des matières premières | 2,1 | 1,9 | 1,8 |
| Pelletisation | 5,3 | 4,0 | 11 |
| Transport des granulés | 2,8 | 2,5 | 2,4 |
| Combustion – électricité | 3,8 | 3,4 | 3,2 |
| **Total** | **21** | **18** | **24** |

### 10.4.1 Analyse de l'incertitude

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour la moyenne canadienne des combustibles solides à faible intensité en carbone en utilisant une analyse de Monte-Carlo. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sont présentés dans les graphiques en violon de la section 12. Ils sont présentés par rapport à l'incertitude d'autres combustibles à faible intensité en carbone dans cette section. Le Tableau 105 ci-dessous résume les principaux résultats de l'analyse de l'incertitude de chacune des six sources.

Dans l'ensemble, les résultats pour les combustibles solides à faible intensité en carbone montrent un niveau d'incertitude relativement élevé, les valeurs maximales pour la plupart des combustibles étant presque le double de la valeur de référence, et les valeurs minimales pour la plupart des combustibles étant presque de 40 à 50 % de la valeur de référence.

**Tableau 105. Résultats des analyses de l'incertitude pour une sélection de combustibles solides à faible intensité en carbone. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Granulés de bois, de sciure, pour la production d'électricité {CA}*** | | | | | |
| 20,9 | 21,5 | 20,3 | 7,03 | 11,6 | 39,6 |
| ***Granulés de bois, traités à la vapeur, pour la production d'électricité {CA}*** | | | | | |
| 18,2 | 18,5 | 17,2 | 6,24 | 10 | 34,5 |
| ***Granulés de bois, torréfiés, de sciure, pour la production d'électricité {CA}*** | | | | | |
| 24,2 | 24,8 | 23,3 | 7,93 | 13,7 | 43,9 |
| ***Copeaux de bois, de bois rond non marchand, pour appareil de chauffage industriel {CA}*** | | | | | |
| 6,9 | 7,12 | 6,59 | 2,61 | 3,8 | 13,4 |
| ***Granulés, de canne de maïs, pour appareil de chauffage industriel {CA}*** | | | | | |
| 22,8 | 22,9 | 21,9 | 7,29 | 12,3 | 40,3 |
| ***Granulés de bois, de sciure, pour poêle domestique {CA}*** | | | | | |
| 14,8 | 15 | 14,6 | 2,49 | 11,1 | 20,5 |

## 10.5 Lacunes et limites des données sur les combustibles solides à faible intensité en carbone

Les valeurs moyennes canadiennes de l'IC des combustibles solides à faible intensité en carbone reposent sur les intrants d'électricité moyenne au Canada. L'électricité est l'un des principaux intrants d'énergie utilisés pour la conversion des matières premières solides à faible intensité en carbone (p. ex. la pelletisation ou le traitement thermique) et, à ce titre, les résultats de l'IC sont très sensibles au réseau d'électricité d'arrière-plan. Par exemple, les granulés de bois produits à partir de sciure de bois en Alberta pour les poêles à granules domestiques auraient une IC de 25 g d'éq. $CO_2$/MJ, ce qui est 66 % plus élevé que la moyenne canadienne. Cela s'explique par la plus grande dépendance de l'Alberta à l'égard des combustibles fossiles pour la production d'électricité. En outre, la valeur de l'IC des granulés de bois est très sensible à la source d'énergie de séchage. Bien que l'on ait supposé que les installations moyennes canadiennes utilisent principalement la biomasse ou la chaleur de procédé pour l'énergie de séchage, certaines usines de granulés peuvent utiliser le gaz naturel ou le mazout, ce qui pourrait entraîner des valeurs de l'IC nettement plus élevées. Par exemple, la valeur moyenne de l'IC au Canada pour les granulés de bois provenant de résidus de scierie produits à l'aide d'une énergie de séchage au gaz naturel serait de 29 g d'éq. $CO_2$ par MJ, ce qui est plus de 90 % plus élevé. La documentation sur la production de granulés de bois indique également que l'énergie de pelletisation peut varier considérablement d'une installation à l'autre en fonction d'un certain nombre de facteurs, ce qui a une influence significative sur la valeur globale de l'IC.

La principale lacune relative aux données sur les combustibles solides à faible intensité en carbone est le manque de données sur l'exploitation des usines canadiennes de production de granulés de bois. La collecte de données primaires sur les intrants et les extrants des usines canadiennes de granulés de bois en exploitation fournirait des informations essentielles pour élaborer des valeurs de l'IC plus représentatives et pour saisir pleinement la variabilité des intrants et des extrants liés à leur exploitation.

# 11. Huiles de pyrolyse

## 11.1 Limites et descriptions techniques du système des huiles de pyrolyse

La pyrolyse est la décomposition thermique d'une masse riche en carbone qui se produit en l'absence d'oxygène, et elle constitue la réaction chimique fondamentale qui est le précurseur des procédés de combustion et de gazéification. La pyrolyse produit généralement de la bio-huile, du biocharbon solide et des gaz non condensables (GNC) qui sont généralement riches en hydrocabures combustibles. Les procédés de pyrolyse sont classés en deux catégories : la pyrolyse lente et la pyrolyse rapide. La pyrolyse lente prend plusieurs heures et donne généralement du biocharbon comme produit principal (Roy et Dias, 2017). La pyrolyse rapide ne prend que quelques secondes et donne un rendement plus élevé de bio-huile (autour de 60 %) (Agence danoise de l'énergie, 2017).

L'huile de pyrolyse est un liquide brun foncé, à écoulement libre, généralement appelé bio-huile. La bio-huile présente plusieurs caractéristiques différentes par rapport à l'huile conventionnelle, notamment une teneur en eau plus élevée et une teneur en soufre plus faible que l'huile ordinaire. La bio-huile peut être stockée, pompée et transportée de la même manière que les produits pétroliers, mais son pH est plus élevé et sa nature corrosive nécessite des modifications pour son stockage et son transport (Bradburn, 2014).

À l'heure actuelle, il y a très peu de production commerciale d'huiles de pyrolyse au Canada; cependant, il y a un intérêt croissant pour l'utilisation de la pyrolyse pour convertir des résidus de bois en bio-huile comme substitut aux combustibles fossiles dans les applications de chauffage industriel (Ayer et Dias, 2018). Une étude récente du marché mondial des huiles de pyrolyse a indiqué que, bien qu'il y ait eu jusqu'à 73 entreprises distinctes de technologies de pyrolyse au Canada en 2014, la majorité d'entre elles étaient à l'étape de démarrage et avaient peu de potentiel (Canadian Biomass Magazine, 2014). À l'heure actuelle, le système de production commerciale de pyrolyse de la société Ensyn en Ontario est la seule installation canadienne connue qui produit en continu de l'huile de pyrolyse à une échelle commerciale sur le long terme.

Les limites du système de production d'huile de pyrolyse sont étroitement liées aux limites du système et aux activités du cycle de vie associées aux combustibles solides de biomasse ligneuse. Comme le montre la Figure 22, on suppose que la production des matières premières de l'huile de pyrolyse provient des mêmes sources de matières premières de biomasse ligneuse que les combustibles solides à faible intensité en carbone. Une description plus complète des limites du système et des activités du cycle de vie se trouve dans les sections suivantes.

### 11.1.1 Production des matières premières

Les technologies de pyrolyse peuvent traiter un éventail de matières premières de biomasse, y compris les résidus de l'agriculture, les résidus forestiers, les cultures de plantes énergétiques et les déchets solides municipaux (Roy et Dias, 2017). En principe, presque toutes les formes de matières organiques peuvent être introduites dans un pyrolyseur; cependant, comme les propriétés chimiques de la matière première ont une influence significative sur le rendement et la qualité du produit (Laird, Brown, Amonette et

Lehmann, 2009), les matières premières utilisées pour la production d'huile de pyrolyse sont soigneusement sélectionnées.

Afin d'établir les modules et les intensités en carbone par défaut pour l'huile de pyrolyse dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, les matières premières disponibles pour la filière des huiles de pyrolyse seront dérivées des matières premières de biomasse ligneuse décrites dans la section 10.3.1 du résumé des combustibles solides à faible intensité en carbone (p. ex. les résidus de récolte, les résidus de scierie et le bois rond non marchand). À l'avenir, cette sélection pourrait être élargie pour inclure les résidus agricoles, une fois que des données supplémentaires sur la pyrolyse des résidus agricoles seront disponibles ou fournies par des producteurs.

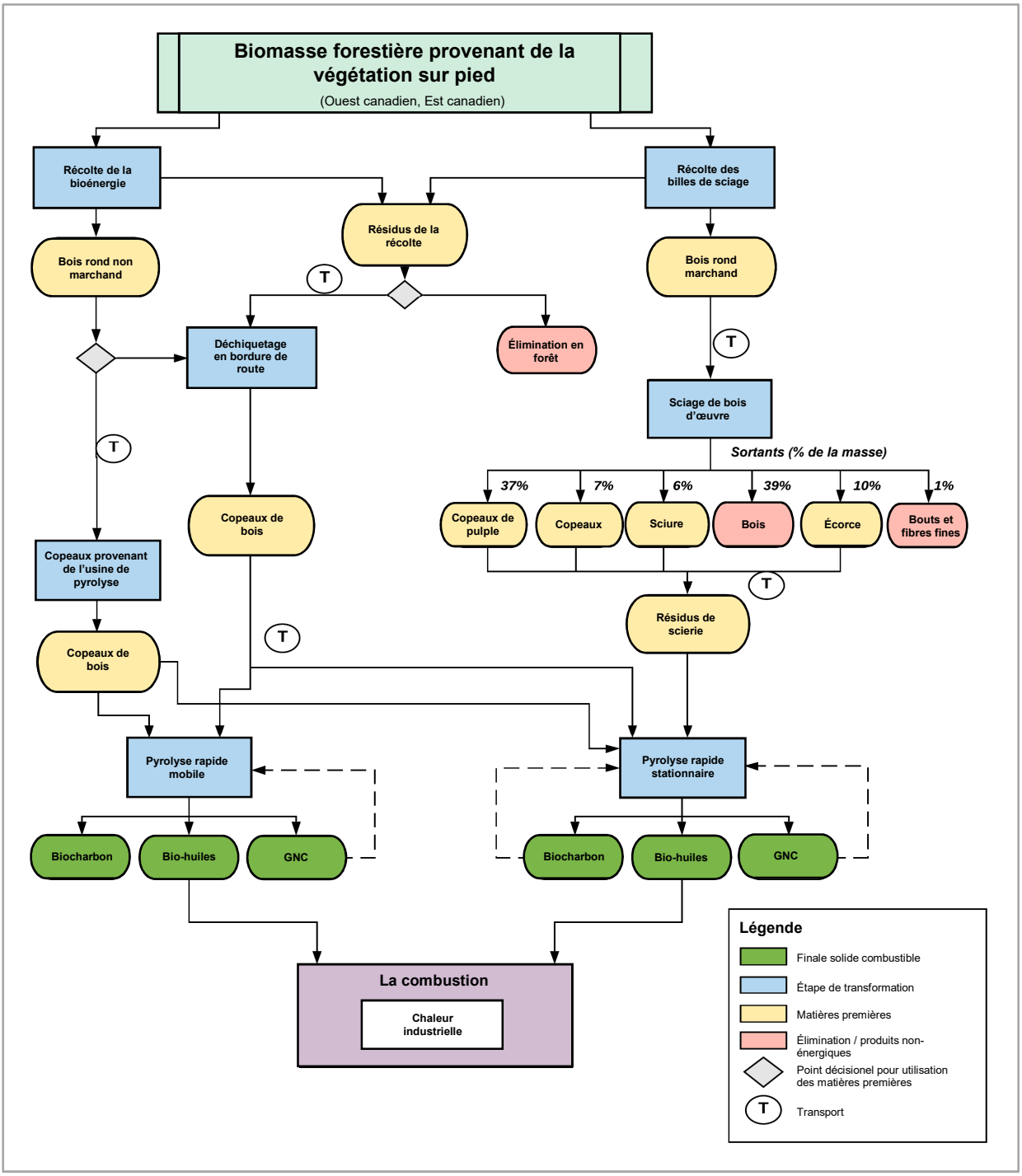



**Figure 22. Limites du système et activités du cycle de vie de la production de bio-huile à partir de deux types de pyrolyse rapide utilisant des matières premières de biomasse, de l'extraction à la combustion.**

### 11.1.2 Conversion en combustibles

Le potentiel actuel de production d'huile de pyrolyse au Canada est principalement centré sur la pyrolyse rapide, et les données disponibles de l'ICV des systèmes de pyrolyse concernent généralement la pyrolyse rapide. En outre, les systèmes de pyrolyse rapide

sont connus pour produire de plus grands rendements de bio-huile que les systèmes de pyrolyse lente. Durant la pyrolyse rapide, la biomasse est convertie à un taux de chauffage très élevé (de 10 à 1 000 degrés C/s) pendant un temps de séjour très court (entre 0,5 et 2,0 s), ce qui produit des volumes de bio-huile de l'ordre de 65 à 80 % (sur la base de la masse sèche) (Roy et Dias, 2017). Le rendement en bio-huile dépend fortement des propriétés des matières premières et des paramètres de pyrolyse, la biomasse ligneuse fournissant les rendements les plus élevés. Après le refroidissement et la condensation, la bio-huile obtenue a un pouvoir calorifique d'environ la moitié de celui de l'huile ordinaire (Agence danoise de l'énergie, 2017). Le gaz de procédé produit durant la pyrolyse est généralement utilisé pour fournir l'énergie de séchage de la biomasse entrante. Le biocharbon produit a un large éventail d'applications potentielles, y compris l'utilisation de l'énergie sur place, le remplacement du charbon ou des combustibles fossiles lourds dans les chaudières industrielles, ou comme amendement de sol.

La modélisation des filières par défaut de l'huile de pyrolyse reposera sur deux systèmes de pyrolyse rapides canadiens, dont une usine de pyrolyse rapide mobile (Ayer et Dias, 2018) et une usine de pyrolyse rapide stationnaire (S&T2 Consultants Inc., 2011).

### *Pyrolyse rapide mobile*

Pour développer les modules de processus unitaires de base d'un système mobile de pyrolyse rapide pour convertir la biomasse ligneuse en bio-huile, nous avons utilisé les données de l'ICV d'une publication récente d'Ayer et Dias (2018) où les données d'exploitation d'une usine mobile de pyrolyse rapide à l'échelle de démonstration ont été utilisées pour modéliser les impacts du cycle de vie du système dans un contexte canadien. L'usine de pyrolyse rapide modélisée était une usine mobile d'une capacité de 50 tonnes par jour qui utilisait la technologie du lit fluidisé avec grenailles d'acier et un système de séchage des matières premières en amont. La biomasse ligneuse est introduite dans l'unité de prétraitement où elle est séchée et pulvérisée avant d'être introduite dans la chambre de pyrolyse (Figure 23). En termes de masse, l'unité mobile de pyrolyse rapide produit environ 65 % de bio-huile (à 17,7 MJ/kg de contenu énergétique), 20 % de biocharbon (à 25,6 MJ/kg de contenu énergétique) et 15 % de GNC (à 12,7 MJ/kg). On suppose que les GNC sont utilisés pour l'énergie de chauffage dans l'usine de pyrolyse, tandis que le biocharbon est vendu à d'autres utilisateurs finaux.

### *Pyrolyse rapide stationnaire*

Pour développer les modules de processus unitaires de base d'un système stationnaire de pyrolyse rapide à l'échelle commerciale pour convertir la biomasse ligneuse en bio-huile, nous avons utilisé les données de l'ICV et des informations de la version 4.03 du modèle GHGenius (S&T2 Consultants Inc., 2012). Ensyn a fourni des données sur le bilan massique et l'utilisation de l'énergie de son système à l'échelle commerciale qui produit de la bio-huile, du biocharbon et des GNC à partir de matières premières ligneuses. Il est supposé que le biocharbon et les GNC sont entièrement utilisés par le système de pyrolyse pour sécher les matières premières entrantes et donc qu'aucun intrant de combustible ou de biomasse supplémentaire n'est nécessaire pour l'énergie de séchage. Le diagramme du procédé de pyrolyse d'Ensyn est présenté à la Figure 24.

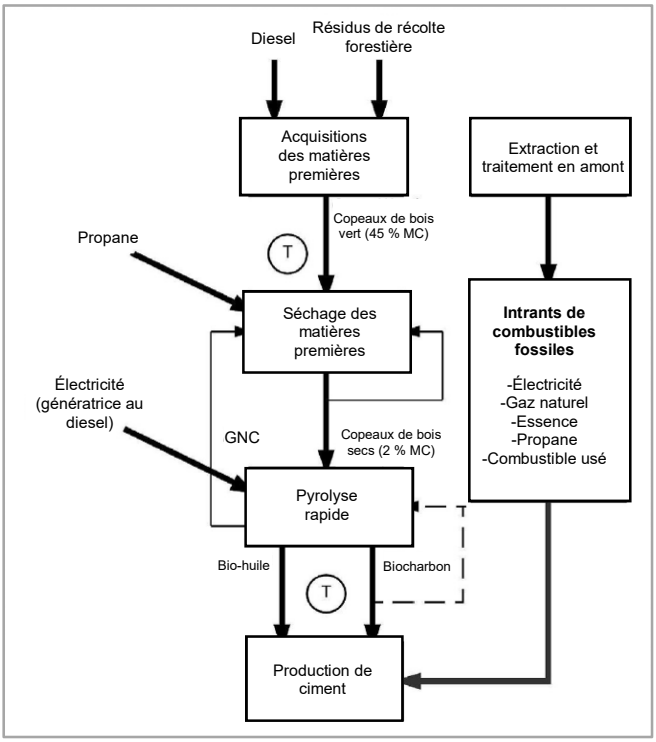



**Figure 23. Vue d'ensemble d'un système mobile de pyrolyse rapide utilisant des résidus de récolte forestière pour produire de la bio-huile (Ayer et Dias, 2018).**

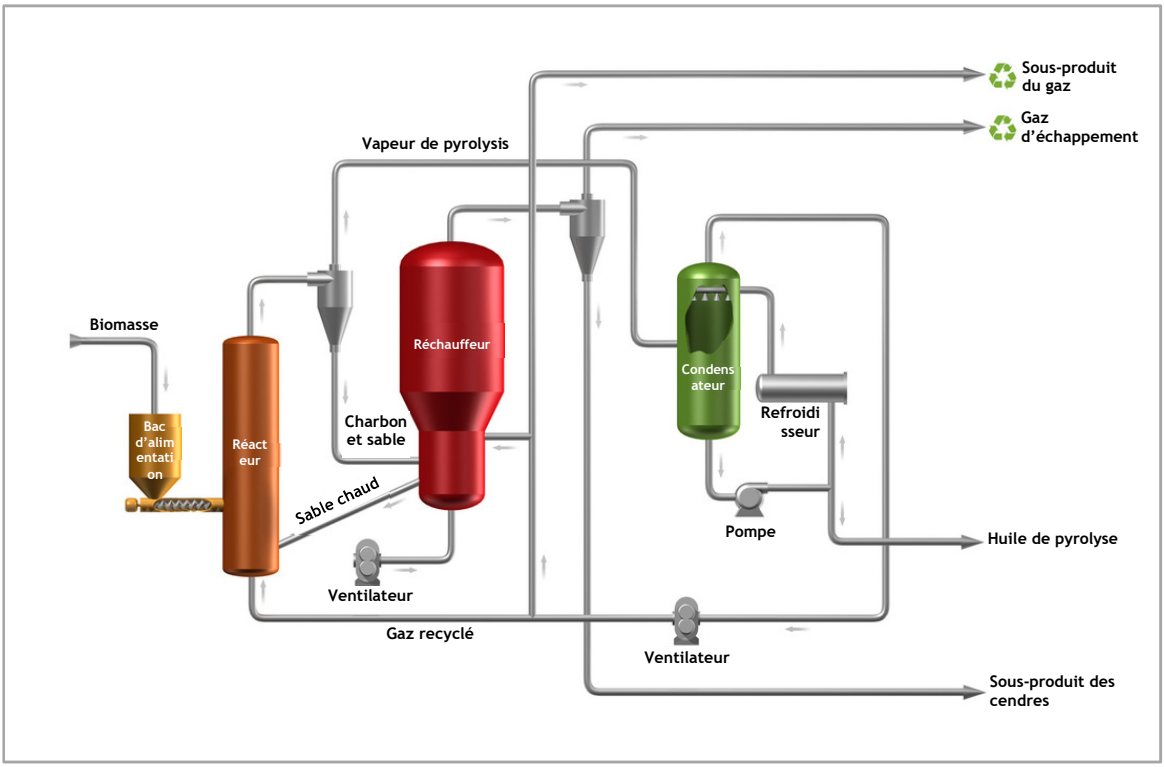



**Figure 24. Déroulement du procédé montrant les composantes et les étapes du procédé de pyrolyse rapide d'Ensyn pour convertir de la biomasse ligneuse en bio-huile (http://www.ensyn.com/technology.html) (en anglais seulement).**

### 11.1.3 Combustion des combustibles

La bio-huile peut être utilisée dans diverses applications énergétiques, notamment la combustion dans des chaudières industrielles ou domestiques, la co-cuisson dans des centrales électriques, le mélange avec de l'éthanol ou du diesel, ou la valorisation en combustible de transport (Roy et Dias, 2017). Chacune de ces applications présente des défis en fonction des propriétés de la bio-huile produite et de l'utilisation finale prévue. À l'heure actuelle, la bio-huile est le plus souvent envisagée pour être utilisée dans des fours et chaudières industriels en raison de ses propriétés.

Pour les filières par défaut des huiles de pyrolyse dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles, l'utilisation finale modélisée pour la bio-huile est la combustion dans un four industriel. Les coefficients d'émission de cette combustion ont été dérivés de sources documentaires.

## 11.2 Inventaire du cycle de vie des huiles de pyrolyse

### 11.2.1 Production des matières premières

Comme le montre la Figure 22, les matières premières utilisées dans la modélisation de la production de bio-huile par pyrolyse rapide sont dérivées des matières premières de biomasse ligneuse modélisées pour les combustibles solides à faible intensité en carbone (voir les Combustibles solides à base de biomasse ligneuse). Le transport des matières premières jusqu'à une usine de pyrolyse a été modélisé en utilisant les processus de transport modélisés dans l'étape clé 2, y compris les camions et le transport ferroviaire.

### 11.2.2 Conversion en combustibles

La conversion en combustibles dans des unités mobiles de pyrolyse rapide a été modélisée à l'aide de données de l'ICV tirées d'Ayer et Dias (2018). Les intrants et les extrants nécessaires au séchage des matières premières et à la pyrolyse rapide sont indiqués dans le Tableau 106.

**Tableau 106. Intrants et extrants pour l'exploitation d'une usine mobile de pyrolyse rapide de 50 tonnes par jour (Ayer et Dias, 2018). MA = masse anhydre; TH = teneur en humidité.**

| Données de l'ICV | Quantité | Unités |
|---|---|---|
| **Séchage des matières premières** | | |
| ***Intrants*** | | |
| Copeaux de bois vert (50 % TH) | 3,21 | kg |
| Propane | 0,16 | g |
| Copeaux de bois sec (MA) | 0,14 | kg |
| Gaz de synthèse (GNC) | 0,23 | kg |
| ***Extrants*** | | |
| Copeaux de bois sec (MA) | 1,77 | kg |
| **Pyrolyse rapide** | | |
| ***Intrants*** | | |
| Électricité (génératrice au diesel) | 0,075 | kW |
| Copeaux de bois sec – matière première (MA) | 1,54 | kg |
| Copeaux de bois sec – chauffage (MA) | 0,09 | kg |
| ***Extrants*** | | |
| Bio-huile (17,7 MJ) | 1,0 | kg |
| Biocharbon | 0,31 | kg |
| Gaz de synthèse (GNC) | 0,23 | kg |
| ***Émissions du procédé*** | | |
| Méthane | 0,0001 | g |

La conversion de biomasse ligneuse en bio-huile comme combustible dans un système de pyrolyse rapide stationnaire d'échelle commerciale sera modélisée à l'aide des données de l'ICV de la version 4.03 du modèle GHGenius (S&T2 Consultants Inc., 2012). Les intrants et les extrants associés à l'exploitation de l'usine sont résumés dans le Tableau 107.

**Tableau 107. Intrants et extrants pour l'exploitation et émissions du procédé pour la production de 1 L de bio-huile à partir de la matière première de biomasse ligneuse dans un système de pyrolyse rapide stationnaire à l'échelle commerciale (S&T2 Consultants Inc., 2011).**

| Données de l'ICV | Quantité | Unités |
|---|---|---|
| **Intrants** | | |
| Bois sec | 1,65 | kg |
| Électricité | 0,24 | kWh |
| Gaz naturel | 0,02 | L |
| **Extrants** | | |
| Bio-huile (17,7 MJ/kg) | 1,0 | L |
| **Émissions du procédé** | | |
| Méthane | 0,34 | g/GJ de matière première ligneuse |
| Oxyde de diazote | 1,01 | g/GJ de matière première ligneuse |

### 11.2.3 Combustion du combustible

Les coefficients d'émissions liées à la combustion de l'huile de pyrolyse dérivée de biomasse ligneuse pour le chauffage industriel seront obtenus auprès d'Ayer et Dias (2018). Ces coefficients d'émissions de méthane et d'oxyde de niazote ont été fournis par

Ensyn et ils reposent sur des tests effectués sur la bio-huile produite par leur procédé à l'échelle commerciale. Le coefficient d'émissions de dioxyde de carbone biogène provenant de l'huile de pyrolyse est tiré d'une étude d'ACV de la production de bio-huile par pyrolyse rapide de biomasse ligneuse aux États-Unis (Steele, Puettmann, Penmetsa et Cooper, 2012). Les coefficients d'émissions sont résumés dans le Tableau 108.

**Tableau 108. Coefficients d'émissions liées à la combustion de l'huile de pyrolyse dérivée de biomasse ligneuse par un procédé de pyrolyse rapide (Steele, Puettmann, Penmetsa et Cooper, 2012) (S&T2 Consultants Inc., 2011).**

| Matière première | Contenu énergétique (PCS) (MJ/kg) | $CO_2$ (g/MJ) | $CH_4$ (g/MJ) | $N_2O$ (g/MJ) |
|---|---|---|---|---|
| Huile de pyrolyse (du bois) | 17,5 | 146 | 0,0001 | 0,00005 |

Les émissions de $CO_2$ provenant de la combustion sont considérées comme du carbone biogène puisqu'elles proviennent de matières premières de biomasse ligneuse. Ainsi, bien que ces émissions soient quantifiées et déclarées séparément, elles ne seront pas incluses dans les valeurs de l'intensité en carbone par défaut des combustibles solides à faible intensité en carbone.

## 11.3 Résultats de l'intensité en carbone des huiles de pyrolyse

Les résultats de l'IC des huiles de pyrolyse sont résumés dans le Tableau 109 ci-dessous, qui comprend deux types différents de technologies de pyrolyse. Les résultats indiquent que l'IC de la bio-huile utilisant des unités mobiles de pyrolyse rapide pour traiter les résidus de récolte en copeaux et la pyrolyse stationnaire à plus grande échelle de copeaux de bois de scierie sont essentiellement équivalents (7,9 et 7,4 g d'éq. $CO_2$ par MJ, respectivement).

**Tableau 109. Valeurs moyennes canadiennes de l'intensité en carbone de la bio-huile produite par pyrolyse rapide mobile et stationnaire de matières premières de biomasse ligneuse, exprimées en g d'éq. $CO_2$/MJ de combustible utilisé dans un four industriel.**

| Filière de la pyrolyse | Intensité en carbone (g d'éq. $CO_2$/MJ) |
|---|---|
| Bio-huile, de pyrolyse rapide mobile de résidus de récolte, pour four industriel {CA} | 7,9 |
| Bio-huile, de pyrolyse rapide stationnaire de copeaux de bois de scierie, pour four industriel {CA} | 7,4 |

Pour le système mobile de pyrolyse, les principaux facteurs contribuant aux émissions de GES du cycle de vie sont les diverses activités de fourniture de copeaux de bois pour la matière première et pour l'énergie de séchage, y compris le déchiquetage des résidus de culture en bordure de route et le transport des copeaux humides jusqu'à l'usine de pyrolyse. Pour l'usine de pyrolyse stationnaire, les principaux facteurs contribuant aux émissions de GES du cycle de vie sont la consommation d'électricité à l'usine (47 %) et la fourniture de copeaux de bois de la scierie (47 %). Par rapport à l'unité mobile de pyrolyse, le procédé de pyrolyse stationnaire est plus énergivore; cependant, tout le biocharbon produit est utilisé sur place pour l'énergie de séchage, ce qui réduit le besoin d'intrants externes pour l'énergie de séchage comme le gaz naturel, le propane ou la biomasse ligneuse. Pour le système mobile de pyrolyse, il a été supposé que le

biocharbon est vendu à des utilisateurs externes; cependant, ce système est capable d'utiliser le biocharbon pour le chauffage, et donc le biocharbon pourrait être utilisé pour l'énergie de séchage à la place de la biomasse ligneuse, qui est supposée être la source principale dans ce modèle. Cela réduirait l'IC de la pyrolyse mobile, et cela représente une modification que les utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourraient apporter en fonction de la configuration de leur système.

### 11.3.1 Incertitude

Une analyse de l'incertitude a été réalisée pour l'huile de pyrolyse moyenne canadienne en utilisant une analyse de Monte-Carlo. Les résultats de l'analyse de l'incertitude sont présentés dans les graphiques en violon de la section 12. Ils sont présentés par rapport à l'incertitude d'autres combustibles à faible intensité en carbone dans cette section. Le Tableau 110 ci-dessous résume les principaux résultats de l'analyse de l'incertitude pour chacune des sources.

Dans l'ensemble, les résultats pour l'huile de pyrolyse montrent un degré d'incertitude relativement élevé, les valeurs maximales étant supérieures ou proches du double de la valeur de référence, et les valeurs minimales étant inférieures ou égales à 50 % de la valeur de référence.

**Tableau 110. Résultats des analyses de l'incertitude pour les huiles de pyrolyse. Résultats fondés sur une analyse de Monte-Carlo de 2 000 passages, avec un intervalle de confiance de 95 %.**

| IC définitive | Moyenne | Médiane | Écart type | Min. (2,5 %) | Max. (97,5 %) |
|---|---|---|---|---|---|
| ***Bio-huile, pyrolyse rapide mobile de résidus de récolte, pour four industriel {CA}*** | | | | | |
| 7,9 | 7,78 | 6,76 | 4,33 | 2,66 | 18,8 |
| ***Bio-huile, pyrolyse rapide stationnaire de copeaux de bois de scierie, pour four industriel {CA}*** | | | | | |
| 7,4 | 7,6 | 7,19 | 2,56 | 3,81 | 13,8 |

### 11.3.2 Lacunes et limites des données sur les huiles de pyrolyse

Les technologies de pyrolyse sont encore une partie émergente du secteur de la bioénergie, et il y a très peu de production commerciale d'huiles de pyrolyse pour la bioénergie. Les données relatives à la pyrolyse stationnaire utilisées dans cette analyse sont assez anciennes et elles ne sont probablement pas représentatives des opérations et des rendements les plus récents. Des données primaires plus récentes sur les systèmes de pyrolyse pour la production de bio-huile sont nécessaires pour développer des valeurs de l'IC plus robustes. Les résultats présentés dans cette étude pour la pyrolyse rapide mobile reposent sur une répartition de l'énergie entre la bio-huile, le biocharbon et les gaz de synthèse. Les futurs utilisateurs de l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles pourraient tirer profit de l'élargissement des limites du modèle pour tenir compte de l'utilisation du biocharbon dans le procédé de pyrolyse ou dans des applications hors site qui pourraient apporter des avantages supplémentaires pour l'environnement. En fin de compte, une large gamme de systèmes de pyrolyse est proposée, et un certain nombre de matières premières différentes pourraient être utilisées, de sorte que les systèmes modélisés dans cette étude sont des exemples très basiques et ils peuvent ne pas être représentatifs de la technologie la plus récente.

# 12. Interprétation et conclusions

## 12.1 Interprétation

Cette étude fournit une modélisation transparente des combustibles à faible intensité en carbone et des valeurs de l'intensité en carbone avec incertitude. Elle comprend une modélisation détaillée des matières premières canadiennes et des conversions couvrant l'ensemble des technologies utilisées au Canada ainsi que de nombreux candidats comme futurs combustibles. L'incertitude a été appliquée au niveau des processus unitaires pour les quantités d'intrants, d'émissions et de produits ainsi qu'à l'adéquation des données sous-jacentes, et au niveau de l'impact sur les facteurs de caractérisation.

Les résultats présentés correspondent bien aux données publiques disponibles au Canada, aux États-Unis et ailleurs. L'incertitude des résultats peut surprendre certains lecteurs, car la variabilité des extrants des raffineries est beaucoup plus élevée que ce que de nombreuses études ont représenté. Bien que l'étude souligne un certain nombre de domaines où le fait de combler les lacunes par rapport aux données réduirait l'incertitude, cette variabilité d'une raffinerie à l'autre ne devrait pas diminuer au fil du temps. L'incertitude relative aux catégories d'impact a eu une incidence minimale sur les résultats.

### 12.1.1 Qualité des données

La qualité des données a été évaluée à l'aide de la matrice des antécédents pour l'incertitude (Frischknecht, et coll., 2007), à la fois sur la quantité et la qualité des données liées. Les résultats touchant à la qualité des données sont résumés dans les fiches de données fournies pour chacun des processus unitaires modélisés.

### 12.1.2 Incertitude

Comme il est indiqué ci-dessus, une incertitude a été appliquée aux quantités et à l'adéquation des données sur les intrants et les émissions, soit en utilisant la variabilité du procédé, soit en utilisant la matrice des antécédents décrite dans le rapport de l'étape clé 1 (EarthShift Global, WSP, Introspective Systems 2019). Une incertitude a également été appliquée aux facteurs de caractérisation fondés sur le rapport 2013 du GIEC, comme il est indiqué dans l'annexe F du rapport de l'étape clé 1.

En plus du transport, tel qu'il est décrit à l'étape clé 2, une incertitude relative aux filières des combustibles propres provient de la production végétale, qui varie fortement en fonction de l'emplacement, des conditions météorologiques d'une année donnée et des procédés de production, ainsi que des procédés de conversion, dont beaucoup sont encore à l'étape pilote. Il en résulte des incertitudes globales plus élevées dans ces filières que dans les filières plus classiques telles que les filières des combustibles fossiles et, dans une certaine mesure, de l'éthanol produit à partir de cultures.

Une autre source de grande incertitude concerne les changements dans le carbone du sol. Certaines études montrent que des pratiques telles que le non-labour augmentent le carbone du sol, d'autres indiquent qu'il réduit l'épuisement du carbone du sol (supposé ici) et d'autres encore indiquent que le non-labour déplace simplement la même quantité de stockage de carbone des zones plus profondes vers des zones moins profondes. Une

grande marge d’incertitude a été appliquée pour tenir compte de ces résultats contradictoires.

Les résultats de l’analyse de l’incertitude sont présentés dans les graphiques en violon ci-dessous (Figure 25 et Figure 26) les IC de la combustion. Ils incluent une incertitude provenant des seules données de l’inventaire. Chaque « violon » peut être considéré comme une courbe de densité de probabilités qui est reproduite en miroir. La largeur du violon à une valeur donnée est proportionnelle à la probabilité de cette valeur; les valeurs dans les parties les plus larges du violon sont plus probables que celles dans les queues fines de la distribution. Il y a 90 % de probabilité que la valeur se situe dans l’enveloppe extérieure, plus claire, tandis que le noyau plus sombre indique la limite de confiance de 50 %.

Les IC sont fortement concentrées autour de la valeur médiane de l’IC, comme l’indique la forme de la distribution de l’incertitude dans les graphiques en violon. Cela indique que les sources d’incertitude dans l’analyse ne font pas étirer les résultats par rapport à la valeur médiane calculée.

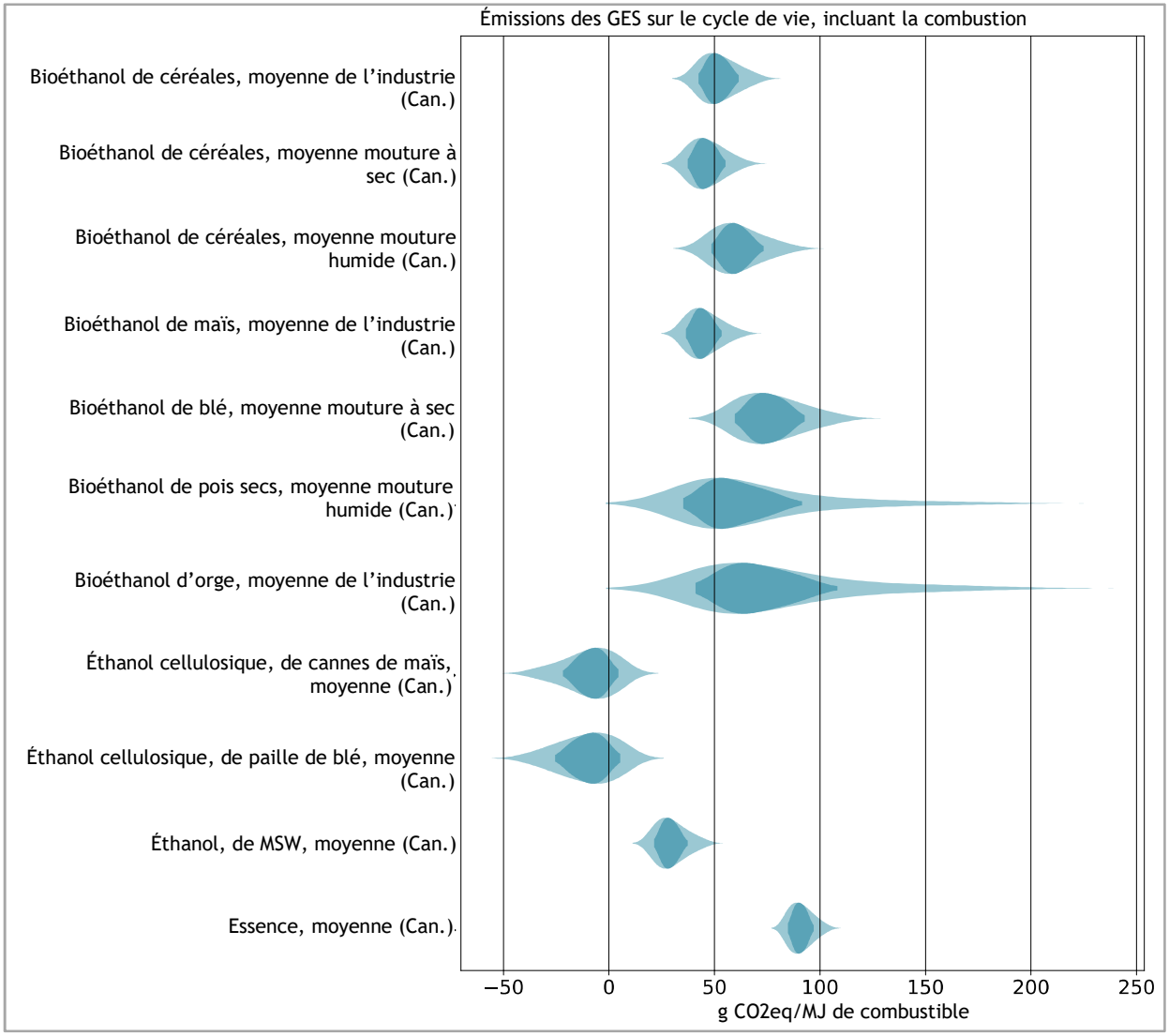



**Figure 25. Incertitude relative aux produits de bioéthanol brûlés (le terme « céréale » inclut le blé, le maïs et l'orge, sauf indication contraire), en utilisant les données sur les installations de production d'éthanol déclarées par les producteurs dans les CEPR pour le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan.**

La Figure 25 montre l'incertitude qui entoure les produits à base d'éthanol. Les principales filières sont des tranches de technologies et de matières premières différentes des données déclarées par l'industrie; toutes sont moins intenses en carbone que l'essence ordinaire, dont elles sont équivalentes. Les procédés les plus spéculatifs, les bioéthanols de pois secs et d'orge pure fondés sur des filières de production à l'échelle, présentent des incertitudes nettement plus élevées que les autres bioéthanols à base de céréales, car les incertitudes liées à la technologie et à l'IC agricole se couplent. Si l'électricité produite durant les procédés cellulosiques est susceptible de donner lieu à un crédit, il est probable qu'il y aura quand même un impact, et celui-ci ne fera qu'augmenter à mesure que le reste du réseau deviendra plus propre.

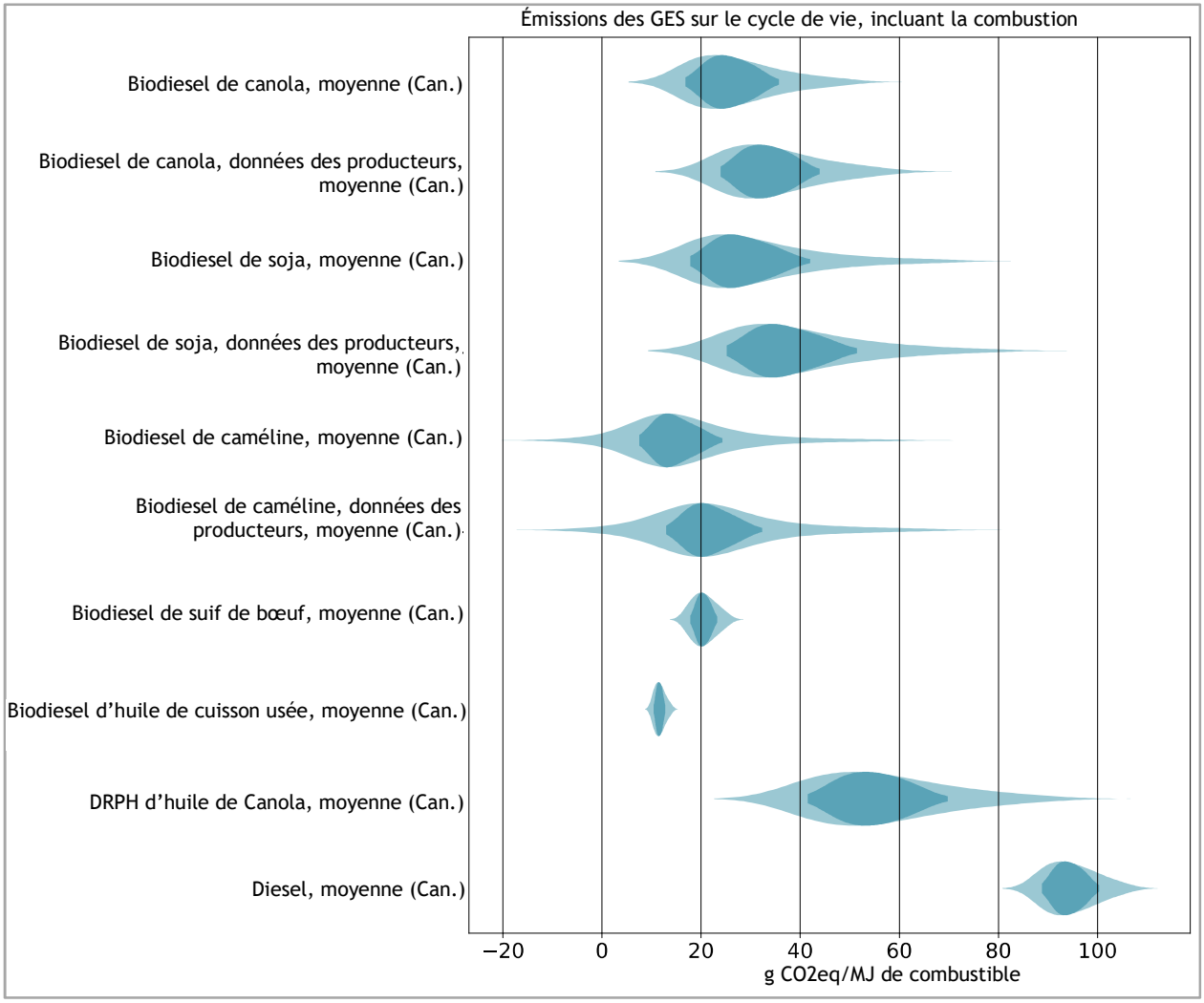



**Figure 26. Incertitude relative aux produits de biodiesel brûlés. Les procédés fondés sur les « données des producteurs » représentent des valeurs tirées des CEPR pour le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants de RNCan.**

La Figure 26 montre l'incertitude qui entoure les IC de la combustion des biodiesels. Les biodiesels issus de cultures sont assortis d'incertitudes élevées, là encore en raison des incertitudes liées aux matières premières. La documentation et les filières des installations déclarées par les producteurs sont très similaires, car l'incertitude agricole l'emporte sur les incertitudes des autres étapes du cycle de vie. L'impact de la grande incertitude agricole est particulièrement apparent dans l'IC des combustibles à base de caméline. La large fourchette et les valeurs minimales négatives reflètent la fourchette des émissions de carbone organique du sol associées au changement des pratiques de gestion. Les biodiesels dérivés de déchets présentent une incertitude moindre dans l'IC, car les matières premières ne sont pas soumises à une charge. En outre, les oléagineux représentent une petite part de la production actuelle de biodiesel au Canada, de sorte que les filières à base de graisses s'alignent davantage sur les paramètres des installations.

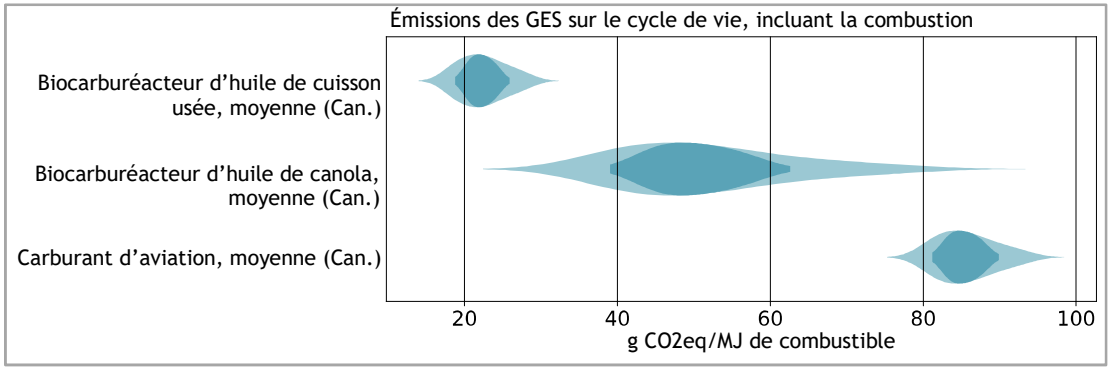



**Figure 27. Incertitude relative aux produits aviation brûlés.**

La Figure 27 montre l'incertitude qui entoure les IC de la combustion des biocarburéacteurs. Les combustibles de biocarburéacteur issus de cultures comportent des incertitudes beaucoup plus élevées, à nouveau en raison des incertitudes liées aux matières premières agricoles et de la nature plus spéculative de la filière du DRPH. Les combustibles issus de déchets présentent une incertitude moindre en ce qui concerne l'IC, car les matières premières ne sont pas soumises à une charge.

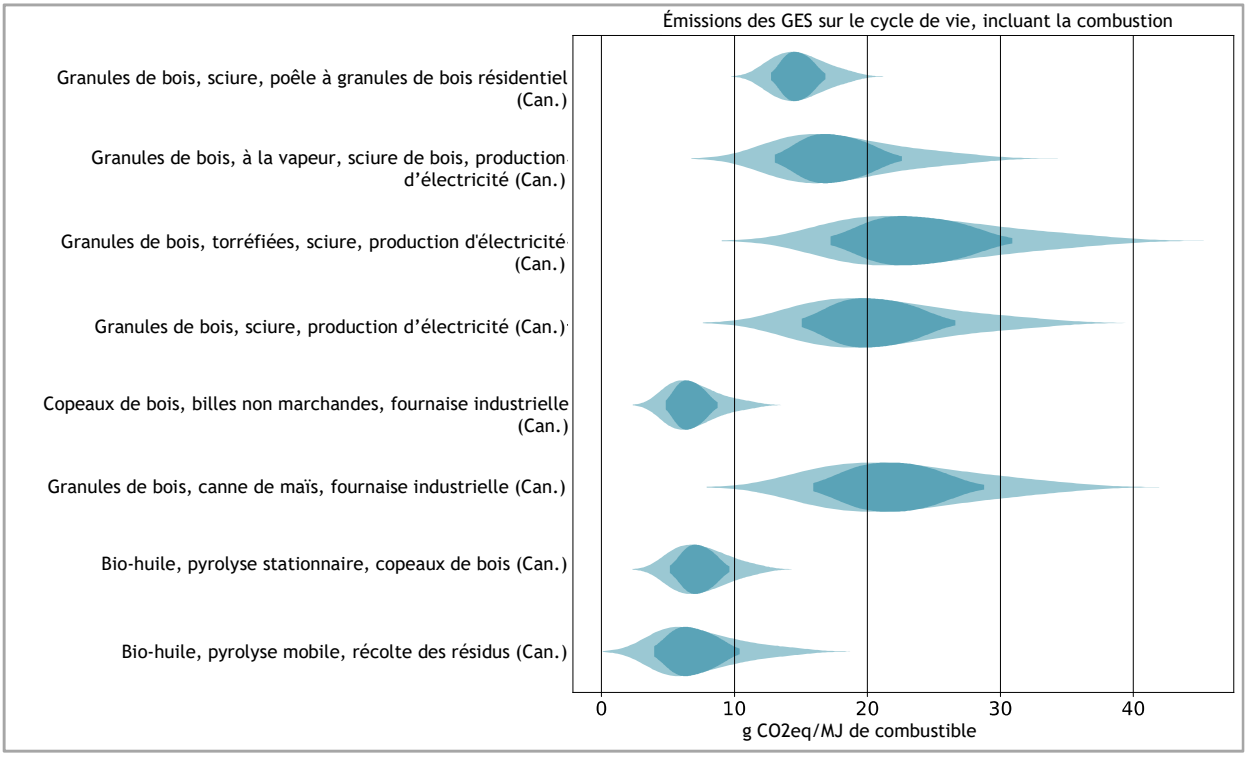



**Figure 28. Incertitudes relatives aux intensités en carbone de la combustion des combustibles dérivés du bois.**

Les combustibles dérivés du bois présentent des distributions plus serrées de la valeur de l'IC, comme le montre la Figure 28. Comme aucune charge n'est attribuée à la

croissance de l'arbre, l'incertitude relative à la matière première est nettement plus faible. Il s'agit là d'une simplification excessive, et des études futures devraient tenir compte des travaux en cours sur les intensités en carbone des forêts et leur évolution dans le temps.

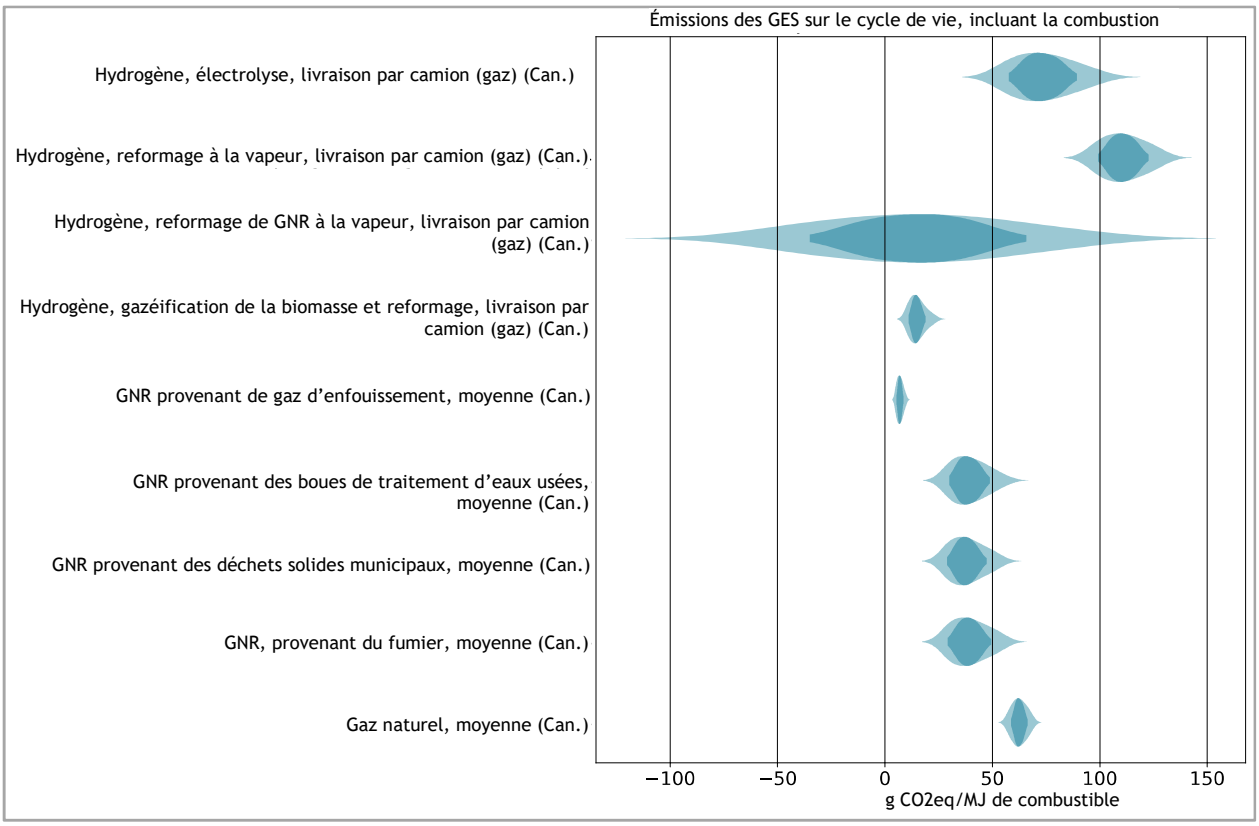



**Figure 29. Incertitude relative à l'intensité en carbone des combustibles à base d'hydrogène brûlés.**

L'incertitude liée à l'électrolyse de l'hydrogène (Figure 29) est beaucoup plus élevée que pour les autres procédés de production d'hydrogène en raison de la grande variabilité du mélange d'électricité utilisé pour le produire. Le SMR standard, bien qu'il présente une incertitude relativement élevée, se situe dans la même fourchette, voire plus haut que la plupart des combustibles fossiles. Les autres produits dérivés des déchets, tels que le GNR et le biogaz, ont généralement des IC plus faibles et une incertitude plus faible en raison de l'impact moindre des matières premières. L'hydrogène produit par le SMR de GNR présente une fourchette d'incertitude considérable, car les deux filières du SMR et du GNR sont assez incertaines, et lorsqu'elles sont combinées, ces incertitudes s'amplifient.

## 12.2 Limites

Comme pour toute étude, il existe des limites dans l'application des résultats de cette étude. Pour cette étude, étant donné qu'une seule catégorie d'impact environnemental a été prise en compte, l'interprétation de ces résultats se limite à la présentation des impacts sur l'environnement des émissions de GES provenant de la production et de l'utilisation de combustibles fossiles. Des déclarations sur l'impact global des

combustibles fossiles sur l'environnement ne doivent pas être faites sur la base de ces résultats. Les résultats ne s'appliquent également qu'à la perspective d'une attribution basée sur un pouvoir calorifique supérieur. D'autres attributions et perspectives peuvent produire des résultats différents. Des données sont en cours de collecte pour permettre à d'autres méthodes d'attribution d'être disponibles dans l'outil lorsqu'il sera mis au point de manière définitive.

L'application de l'interprétation de ces résultats doit prendre en compte le fait que cette étude est un instantané dans le temps. Avec le temps, les technologies, les marchés et les chaînes d'approvisionnement évolueront, ce qui modifiera inévitablement les intensités en carbone des filières de combustibles considérées. Les lacunes par rapport aux données relevées tout au long de cette étude introduisent certaines limites dans l'applicabilité des résultats et la comparabilité avec des émissions de GES déclarées, bien que des efforts aient été faits pour expliquer et rectifier les écarts entre les émissions déclarées et calculées.

## 12.3 Conclusions et recommandations

### 12.3.1 Conclusions

Le détail avec lequel les filières ont été modélisées a permis de mettre en évidence les lacunes relatives aux données et de déterminer les domaines sur lesquels les efforts futurs devraient porter. En outre, plusieurs des filières ont relevé des variations considérables d'une année à l'autre. L'application de l'incertitude à ces lacunes relatives aux données et à cette variabilité a permis de mieux comprendre l'importance de la collecte de données supplémentaires et de la prise en compte d'une période plus longue.

Les IC externes au champ d'application de ce projet jouent un rôle majeur dans les résultats. Plus particulièrement, une quantité considérable d'électricité influe sur les résultats finaux. D'autre part, les IC de ce projet pourraient davantage éclairer les IC de l'électricité.

### 12.3.2 Recommandations

Nous recommandons que les futures mises à jour de ces intensités en carbone de référence comblent les lacunes connues par rapport aux données. En général, la collecte directe de données sur les intrants et les extrants des installations améliorerait la qualité des données par rapport aux données recueillies dans les études universitaires et les rapports publics. En outre, les résultats concernant l'électricité et les combustibles seraient plus fiables si les filières de l'électricité étaient intégrées dans l'outil. Cela permettrait de relier les filières de l'électricité aux combustibles et les filières des combustibles à l'électricité, en les tenant toutes deux à jour. Il est également recommandé que les analyses futures incluent l'impact de la production et de la consommation de combustibles au Canada sur d'autres catégories d'impact telles que les impacts sur la consommation d'eau, la qualité de l'eau et les autres émissions atmosphériques, afin que les résultats puissent soutenir une évaluation globale des impacts environnementaux des combustibles fossiles. Les lacunes à combler par rapport aux données pour chaque combustible et chaque étape de transformation sont décrites en détail dans les sections précédentes.

## 13. Références

S&T2 CONSULTANTS. *Carbon Footprint for Canadian Grain Corn,* Winnipeg (Man.), Table ronde canadienne sur les cultures durables, 2017a.

S&T2 CONSULTANTS. *Carbon Footprint For Canadian Wheat,* Winnipeg (Man.), Table ronde canadienne sur les cultures durables, 2017b.

S&T2 CONSULTANTS INC. *Life cycle analysis of canola biodiesel,* Winnipeg (Man.), Conseil canadien du canola, 2010.

S&T2 CONSULTANTS INC. *GHGenius Model 4.01 Volume 2 Data and Data Sources,* Ottawa (Ont.), Ressources naturelles Canada, 2012.

S&T2 CONSULTANTS INC. *Carbon Footprints for Major Canadian Grains Methodology Report,* Winnipeg (Man.), Table ronde canadienne sur les cultures durables, 2017c.

ADAMS, P.W., J.E. SHIRLEY, et M.C. MCMANUS. « Comparative cradle-to-gate life cycle assessment of wood pellet production with torrefaction », *Applied Energy*, nº 138 (2015), p. 367-380.

AEBIOM. *Wood Fuels Handbook: Production, Quality Requirements, Trading* (en ligne), 2008, (consulté à l'adresse suivante : http://www.biomasstradecentre2.eu/biomass-trade-and-logistics-centers/biofuel-handbook/).

AGRICULTURE ET AGROALIMENTAIRE CANADA. *Abattoirs inspectés par le gouvernement fédéral – bovins et porcs* (en ligne), 7 juillet 2019, (consulté à l'adresse suivante d'AAC : https://www.agr.gc.ca/fra/production-animale/viande-rouge-et-betail/information-sur-le-marche-des-viandes-rouges/abattages/abattoirs-inspectes-par-le-gouvernement-federal-bovins-et-porcs/?id=1415860000050).

AHMADI, P., et E. KJEANG. « Realistic simulation of fuel economy and life cycle metrics for hydrogen fuel cell vehicles », *International Journal of Energy Research,* (2016).

AIR LIQUIDE. *Air Liquide invests in the world's largest membrane-based electrolyzer to develop its carbon-free hydrogen production* (en ligne), 25 février 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://industry.airliquide.ca/air-liquide-invests-worlds-largest-membrane-based-electrolyzer-develop-its-carbon-free-hydrogen).

AMERICAN FOREST AND PAPER ASSOCIATION. *Life Cycle Inventory Analysis: Enhanced Methods and Applications for the Products of the Forest Industry,* 2006.

ANL. *The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model by Argonne National Laboratory* (en ligne), 2018, (consulté à l'adresse suivante du département américain de l'Énergie : https://greet.es.anl.gov/).

ANTARES GROUP, INC. *Renewable fuels roadmap and sustainable biomass feedstock supply for New York, Appendix H: Technologies for biofuels production,* New York (NY), New York State Departments of Agriculture and Markets and Environmental Conservation, 2010.

ARGONNE NATIONAL LAB. GREET, 2018.

ATHENA SUSTAINABILE MATERIALS INSTITUTE. *Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber,* Ottawa (Ont.), Athena Sustainable Materials Institute, 2012.

ATHENA SUSTAINABLE MATERIALS INSTITUTE. *A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber* (en ligne), 2018a, (consulté à l'adresse suivante : http://www.athenasmi.org/wp-content/uploads/2018/07/CtG-LCA-of-Eastern-Canadian-Surfaced-Dry-Softwood-Lumber.pdf).

ATHENA SUSTAINABLE MATERIALS INSTITUTE. *A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Eastern Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber* (en ligne), 2018b, (consulté à l'adresse suivante : http://www.athenasmi.org/wp-content/uploads/2018/07/CtG-LCA-of-Eastern-Canadian-Surfaced-Dry-Softwood-Lumber.pdf).

AYER, N.W., et G.M. DIAS. « Supplying renewable energy for Canadian cement production: Life cycle assessment of bioenergy from forest harvest residues using mobile fast pyrolsyis », *Journal of Cleaner Production*, nº 175 (2018), p. 237-250.

BEAULIEU, M.S. *Manure Management in Canada Vol 1, No 2* (en ligne), 2004, (consulté à l'adresse suivante de Statistique Canada : https://www150.statcan.gc.ca/n1/fr/pub/21-021-m/21-021-m2004001-fra.pdf?st=yX5RGEPU).

BEEF CATTLE RESEARCH COUNCIL. *Manure and Nutrient Management* (en ligne), 2016, (consulté à l'adresse suivante du Beef Cattle Research Council : https://www.beefresearch.ca/research-topic.cfm/manure-and-nutrient-management-7).

BHATIA, P., C. CUMMIS, A. BROWN, L. DRAUCKER, D. RICH, et H. LAHD. « Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard », *Greenhouse Gas Protocol*, États-Unis, World Resources Institute et World Buisiness Council for Sustainable Development, septembre 2011.

BIODIESEL MAGAZINE. *Canadian Biodiesel Plants* (en ligne), 2019, (consulté à l'adresse suivante : http://ethanolproducer.com/plants/listplants/Canada/Operational/All).

BRADBURN. *CanBio Report on the Status of Bioenergy in Canada 2014* (en ligne), 2014, (consulté à l'adresse suivante : http://www.fpac.ca/publications/2014_CanBio_Report.pdf).

BRADBURN, K., et M. LAKHDARI. *2017 Report on the Status of Bioenergy in Canada,* KLB Renewed Energies Consulting Inc., 2017.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA STRATÉGIE SUR LE CHANGEMENT CLIMATIQUE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE. *2017 B.C. Best Practices Methodology for Quantifying Greenhouse Gas Emissions: Including Guidance for Public Sector Organizations, Local Governments, and Community Emissions* (en ligne), décembre 2017, (consulté à l'adresse suivante du gouvernement de la Colombie-Britannique : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/cng/methodology/2017-pso-methodology.pdf).

BUTLER, R. *Tropical Rainforests: Malaysia* (en ligne), 31 juillet 2019, (consulté à l'adresse suivante de Mongabay : https://rainforests.mongabay.com/20malaysia.htm).

CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD (CARB). *Carbon intensity lookup table for gasoline and fuels that substitute for gasoline,* Sacramento (CA) États-Unis, mai 2019.

CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Detailed California-GREET Pathway for Biodiesel Produced in California from Used Cooking Oil* (en ligne), 2009, (consulté à l'adresse suivante du Air Resources Board, Stationary Source Division : https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/071609lcfs_uco_bd.pdf).

CANADIAN BIOMASS MAGAZINE. *The State of Pyrolysis in Canada* (en ligne), 2014, (consulté à l'adresse suivante : https://www.canadianbiomassmagazine.ca/the-state-of-pyrolysis-in-canada-4563/).

CANADIAN BIOMASS MAGAZINE. *Pellet Map 2019* (en ligne), 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://www.canadianbiomassmagazine.ca/wp-content/uploads/2019/05/CBM-PELLET-MAP-2019_HR.pdf).

ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ. *Reneweable Natural Gas Technology Roadmap for Canada* (en ligne), décembre 2014, (consulté à l'adresse suivante de la Canadian Biogas

Association – RNG Technology Roadmap : https://biogasassociation.ca/resources/rng_technology_roadmap).

CBC NEWS. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), 2012, (consulté à l'adresse suivante de CBC : https://www.agr.gc.ca/fra/production-animale/viande-rouge-et-betail/information-sur-le-marche-des-viandes-rouges/abattages/abattoirs-inspectes-par-le-gouvernement-federal-bovins-et-porcs/?id=1415860000050).

CHEMINFO. *Carbon Footprints for Canadian Crops: Canadian Fertilizer Production Data Final Report,* Cheminfo Services, 2016.

CHEN, F., Z. QUI, C. CANTER, H. CAI, J. HAN, et M. WANG. *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* (en ligne), 9 octobre 2017, (consulté à l'adresse suivante du Argonne National Laboratory : https://greet.es.anl.gov/files/beef_tallow_update_2017).

CHEN, R., Z. QIN, J. HAN, M. WANG, F. TAHERIPOUR, W. TYNER, . . . et J. DUFFIELD. « Life cycle energy and greenhouse gas emission effects of biodiesel in the United States with induced land use change impacts », *Bioresource techology,* nº 251 (2018), p. 249-258.

CHU, P.L. *Environmental and Financial Performance of Aviation Biofuels* (en ligne), 2014, (consulté à l'adresse suivante de l'Université de Toronto : https://tspace.library.utoronto.ca/handle/1807/82631).

CIRAIG. *Technical Report: Data to Inform Life Cycle Assessment of Key Candian Renewable Natural Gas,* Préparé pour Ressources naturelles Canada, 2019.

CISION. *Renewable Natural Gas now part of the Low Carbon Fuel Standard* (en ligne), 23 avril 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://www.newswire.ca/news-releases/renewable-natural-gas-now-part-of-the-low-carbon-fuel-standard-891032986.html).

CRONIN, K., T. RUNGE, X. ZHANG, R.C. IZAURRALDE, D. REINEMANN, et J. SINISTORE. « Spatially Explicit Life Cycle Analysis of Cellulosic Ethanol Production Scenarios in Southwestern Michigan », *Bioenergy Resources,* doi:10.1007/s12155-016-9774-7, 2017.

AGENCE DANOISE DE L'ÉNERGIE. *Technology Data for Renewable Fuels* (en ligne), 2017, (consulté à l'adresse suivante : www.ens.dk).

DENAFAS, G., K. BUINEVICIUS, I. URNIEZAITE, R. PUSKORIUS, et J. REKASIUS. « Meat and bone meal incineration in terms of industrial and energetic infrastructure in Lithuania: Energetic and Environmental Aspects », *Technologija*, vol. 30, nº 4 (2004), p. 36-48.

DESJARDINS, R., D. WORTH, X. VERGÉ, D. MAXIME, A. VANDERZAAG, J. DYER, et Y. ARCAND. « 18 Greenhouse Gas Emission Intensities of Agricultural Products », Dans R. L. Clearwater, *Environmental Sustainability of Canadian Agriculture: Agri-Environmental Indicator Report Series – Report #4,* Ottawa (Ont.), Agriculture et Agroalimentaire Canada, 2016.

DEVON WORTH. Communication personnelle, 2015.

DHANUSHKODI, S.R., N. MAHINPEY, A. SRINIVASAN, et M. WILSON. « Life Cycle Analysis of Fuel Cell Technology », *Journal of Environmental Informatics*, vol. 1, nº 11 (2008), p. 36-44.

DM INRA-CIRAD-AFZ. *Feed tables https://feedtables.com/content/pea-protein-concentrate*, s.d.

DOYLETECH CORPORATION. *Préparation à la production et au déploiement des carburants de substitution liquides au Canada* (en ligne), 13 avril 2018, (consulté à l'adresse suivante de

Ressources naturelles Canada : https://www.rncan.gc.ca/energie/carburants-remplacement/ressources/21271?_ga=2.17492734.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

DURDEVIC, D., P. BLECICH, et K. LENIC. « Energy potential of digestate produced by anaerobic digestion in biogas power plants: The case study of croatia », *Environmental Engineering Science*, vol. 35, nº 12 (2018).

EARTHSHIFT GLOBAL, WSP, INTROSPECTIVE SYSTEMS. *Milestone 2: Methodology for Fossil Fuel Pathways and Baseline Carbon Intensities,* Rapport préparé pour Environnement et Changement climatique Canada, Numéro de l'appel d'offres : 5000038224, mai 2019.

EARTHSHIFT GLOBAL, WSP, INTROSPECTIVE SYSTEMS. *The Development of a Life Cycle Assessment Modelling Tool for Fuel Production,* 2019a.

EARTHSHIFT GLOBAL, WSP, INTROSPECTIVE SYSTEMS. *Milestone 2: Methodology for Fossil Fuel Pathways and Baseline Carbon Intensities,* Rapport préparé pour Environnement et Changement climatique Canada, Numéro de l'appel d'offres : 5000038224, mai 2019b.

ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA (ECCC). *Conception de la réglementation sur la Norme sur les combustibles propres* (en ligne), *décembre 2018,* (consulté à l'adresse suivante d'Environnement et Changement climatique Canada : https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/producton-energie/reglement-carburants/norme-carburants-propres/conception-reglementation.html).

EKVALL, T. « A market-based approach to allocation at open-loop recycling », *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 29, nºs 1-2 (2000).

ENVIRONNEMENT CANADA. *Document technique sur la gestion des matières organiques municipales* (en ligne), 2013, (consulté à l'adresse suivante du gouvernement du Canada : https://www.ec.gc.ca/gdd-mw/3E8CF6C7-F214-4BA2-A1A3-163978EE9D6E/13-047-ID-458-PDF_accessible_FRA_R2-reduced%20size.pdf).

ERDEI, B., Z. BARTA, B. SIPOS, K. RECZEY, M. GALBE, et G. ZACCHI. « Ethanol production from mixtures of wheat straw and wheat meal » (en ligne), *Biotechnology for Biofuels*, vol. 3, nº 16 (2010), (consulté à l'adresse suivante : http://www.biotechnologyforbiofuels.com/content/3/1/16).

ETHANOL PRODUCER MAGAZINE. *Canadian Ethanol Plants* (en ligne), 2019, (consulté à l'adresse suivante : http://ethanolproducer.com/plants/listplants/Canada/Operational/All).

COMMISSION EUROPÉENNE – CENTRE COMMUN DE RECHERCHE – INSTITUT DE L'ENVIRONNEMENT DURABLE. *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook -General guide for Life Cycle Assessment -Detailed guidance,* Luxembourg, Office des publications de l'Union européenne, 2010.

FALANO, T., H. JESWANI, et A. AZAPAGIC. « Assessing the environmental sustainability of ethanol from integrated biorefineries », *Biotechnology Journal,* nº 9 (2014), p. 753-765.

FRISCHKNECHT, R. « LCI modelling approaches applied on recycling of materials in view of environmental sustainability, risk perception and eco-efficiency », *Int J Life Cycle Assess*, 15:666 (2010).

FRISCHKNECHT, R., N. JUNGBLUT, H.-J. ALTHAUS, G. DOKA, R. DONES, T. HECK, . . . et M. SPIELMANN. *The ecoinvent Database: Overview and Methodology* (en ligne), Dubendorf (Suisse), Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2007, (consulté à l'adresse suivante : http://www.ecoinvent.org/fileadmin/documents/en/01_OverviewAndMethodology.pdf).

GEOGRAPHY OF MALAYSIA. 31 juillet 2019, (consulté en 2019 à l'adresse suivante de Wikipedia : https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Geography_of_Malaysia&oldid=907646676).

GOUVERNEMENT DU CANADA. *National Inventory Report 1990-2016: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada* (en ligne), 2018, (consulté à l'adresse suivante : https://unfccc.int/document/65715).

HAN, J., A. ELGOWAINY, et M. WANG. *Development of tallow-based biodiesel pathways in GREET* (en ligne), octobre 2013b, (consulté à l'adresse suivante des Argonne National Laboratories : https://greet.es.anl.gov/files/tallow-13).

HAN, J., A. ELGOWAINY, H. CAI, et M.Q. WANG. « Life cycle analysis of bio-based aviation fuels », *Bioresource Technology 150* (2013a), p. 447-456.

HARRISON, K.W., R. REMICK, G.D. MARTIN, et A. HOSKIN. *Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries* (en ligne), janvier 2010, (consulté à l'adresse suivante : https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47302.pdf).

HEUZÉ V., T. G.-R. *Feedipedia, a programme by INRA, CIRAD, AFZ and FAO* (en ligne), 16 février 2017, (consulté à l'adresse suivante sur les pois secs : https://www.feedipedia.org/node/264).

HOWARD, N., S. EDWARDS, et J. ANDERSON. *BRE methodology for environmental profiles of construction materials, components and buildings,* Watford (Angleterre), BREPress, 1999.

HUMBIRD, D., R. DAVIS, L. TAO, D. HSU, A. ADEN, P. SCHOEN, . . . et D. DUEDGEON. *Process design and economics for biochemical conversion of lignocellulosic biomass to ethanol: dilute-acid pretreatment and enzymatic hyhydrolysis,* Golden (CO) États-Unis, National Renewable Energy Laboratory, 2011.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE. *Forest biomass procurement as part of silvicultural systems and its potential contribution to the low-carbon transition of heavy industries, Part 1: Forest biomass procurement as a silvicultural tool for site regeneration,* mai 2019, (consulté à l'adresse suivante : http://task43.ieabioenergy.com/publications/forest-biomass-as-part-of-silvicultural-systems-and-its-potential-contribution-to-the-lowcarbon-transition-of-heavy-industries-tr2019-03/).

ISO 14044. *ISO 14044 : Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices,* Organisation internationale de normalisation, 2006b.

ISO. *ISO 14040:2006, Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre,* Organisation internationale de normalisation, 2006a.

ISO. *ISO 14044:2006, Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices,* Organisation internationale de normalisation, 2006b.

ISO/TR 14049:2000(F). *Management environnemental – Analyse du cycle de vie,* Genève, Organisation internationale de normalisation, 2000.

JESWANI, H., T. FALANO, et A. AZAPAGIC. « Life cycle environmental sustainability of lignocellulosic ethanol produced in intergrated thermo-chemical biorefineries », *Biofuels, Bioproducts & Biorefining,* nº 9 (2015), p. 661-676.

JOHNSON, E. « A carbon footprint of HVO biopropane », *Biofuels, Bioproducts & Biorefining,* nº 11 (2017), p. 887-896.

JOHNSON, L., B. LIPPKE, et E. ONEIL. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), *Forest Prod. J.,* vol. 62, nº 4 (2012), p. 258-272.

KALOGO, Y., S. HABIBI, H.L. MACLEAN, et S.V. JOSHI. « Environmental Implications of Municipal Solid Waste-Derived Ethanol », *Environmental Science and Technology*, vol. 41, nº 1 (2007), p. 35-41.

KAUFMAN, A., P. MEIER, J. SINISTORE, et D. REINEMANN. « Applying life-cycleassessmenttolowcarbonfuelstandards—How allocation choices influence carbon intensity for renewable transportation fuels », *Energy Policy*, nº 38 (2010), p. 5229-5241.

KENT GROUP. *Overview of Canada's Downstream Logistical Infrastructure,* 2017, London (Ont.) Canada, Kent Group.

KIM, S., B.E. DALE, et R. JENKINS. « Life cycle assessment of corn grain and corn stover in the United States », *International Journal of Life Cycle Assessment,* (2009).

LAIRD, D.A., R.C. BROWN, J.E. AMONETTE, et J. LEHMANN. « Review of the pyrolysis platform for coproducing bio oil and biochar », *Biofuels, Bioprod. Bioref,* nº 3 (2009), p. 547-562.

LEE, U., J. HAN, et M. WANG. *Well-to-Wheels Analysis of Compressed Natural Gas and Ethanol from Municipal Solid Waste* (en ligne), octobre 2016, (consulté à l'adresse suivante de Argonne National Laboratories : https://greet.es.anl.gov/publication-wte-2016).

LEE, U., J. HAN, M.U. DEMIRTAS, M. WANG, et L. TAO. *Life cycle analysis of renewable natural gas and hydrocarbon fuels from wastewater treatment plants' sludge* (en ligne), septembre 2016, (consulté à l'adresse suivante de Argonne National Laboratories : https://greet.es.anl.gov/publication-sludge-2016).

LI, X., et E. MUPONDWA. « Life cycle assessment of camelina oil derived biodiesel and jet fuel in the Canadian Prairies », *Science of the Total Environment,* nº 481 (2014), p. 17-26.

LI, X., et E. MUPONDWA. « Life cycle assessment of camelina oil derived biodiesel and jet fuel in the Canadian Prairies », *Science of the Total Environment,* nº 481 (2014), p. 17-26.

LI, X., E. MUPONDWA, S. PANIGRAHI, L. TABIL, et P. ADAPA. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), *International Journal of Life Cycle Assessment*, nº 17 (2012), p. 420-431.

LI, X., E. MUPONDWA, S. PANIGRAHI, L. TABIL, S. SOKHANSANJ, et M. STUMBORG. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), *Renew Sustain Energ Rev,* vol. 16, nº 5 (2012), p. 2954-2965.

LITTLEJOHNS, J., L. REHMANN, R. MURDY, A. OO, et S. NEILL. « Current state and future prospects for liquid biofuels in Canada », *Biofuel Research Journal,* vol. 5, nº 1 (2018, 2018), p. 759-779.

LUI, X., S. HERBERT, A. HASHEMI, X. ZHANG, et G. DING. « Effects of agricultural management on soil organic matter and carbon transformation – a review », *Plant Soil Environ.*, (2006), p. 531-543.

MCCORMICK, R., et T. ALLEMAN. *Renewable Diesel Fuel* (en ligne), Golden (CO) États-Unis, National Renewable Energy Labs, 2016, (consulté à l'adresse suivante : https://cleancities.energy.gov/files/u/news_events/document/document_url/182/McCormick___Alleman_RD_Overview_2016_07_18.pdf).

MCKECHNIE, J. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), Toronto (Ont.), Department of Civil Engineering, Université de Toronto, 2012.

MCKECHNIE, J., S. COLOMBO, J. CHEN, W. MABEE, et H.L. MACLEAN. « Forest bioenergy or forest carbon? Assessing trade-offs in greenhouse gas mitigation with wood-based fuels », *Environmental Science & Technology*, nº 45 (2011), p. 789-795.

MCKECHNIE, J., B. SAVILLE, et H.L. MACLEAN. « Steam-treated wood pellets: Environmental and financial implications relative to fossil fuels and conventional pellets for electricity generation », *Applied Energy*, nº 180 (2016), p. 637-649.

MCNAMEE, P., P.W. ADAMS, M.C. MCMANUS, B. DOOLEY, L.I. DARVELL, A. WILLIAMS, et J.M. JONES. « An assessment of torrefaction of North American pine and life cycle greenhouse gas emisisions », *Energy Conversion and Management,* (2016).

MILLER, P., et A. KUMAR. « Development of emission parameters and net energy ratio for renewable diesel from Canola and Camelina », *Energy,* nº 58 (2013), p. 426-437.

MINISTRY OF ENERGY, MINES AND PETROLEUM RESOURCES. *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation approved carbon intensities* (en ligne), 2019, Julie 2019, (consulté à l'adresse suivante du gouvernement de la Colombie-Britannique : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/electricity-alternative-energy/transportation/renewable-low-carbon-fuels/rlcf-012.pdf).

MINTZ, M., J. HAN, M. WANG., et C. SARICKS. *Well-to-Wheels Analysis of Landfill Gas-Based Pathways and their Addition to the GREET Model* (en ligne), *mai 2010,* (consulté à l'adresse suivante des Argonne National Laboratories : https://www.researchgate.net/publication/236425541_Well-to-Wheels_analysis_of_landfill_gas-based_pathways_and_their_addition_to_the_GREET_model).

MNP. *Canadian Hydrogen and Fuel Cell Sector Profile* (en ligne), novembre 2018, (consulté à l'adresse suivante : http://www.chfca.ca/media/CHFC%20Sector%20Profile%202018%20-%20Final%20Report.pdf).

MUPONDWA, E. « Large-scale commercial production of cellulosic ethanol from agricultural residues: A case study of wheat straw in the Canadian Prairies », *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*, nº 11 (2017), p. 955-970.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. *Aperçu du marché : La réglementation et les conditions du marché alimentent le commerce des biocarburants entre le Canada et les États-Unis* (en ligne), 2016, (consulté à l'adresse suivante : https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2016/11-02rgltnmrktcndtn-fra.html).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), Ottawa (Ont.), Ressources naturelles Canada, 2012.

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *La production d'hydrogène et d'oxygène* (en ligne), 2015, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/charbon-captage-et-stockage-du-carbone/oxycombustion-emissions-presque-nulles/la-production-dhydrogene-et-doxygene?_ga=2.255518031.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Bulletins d'information sur les biocombustibles solides nº 6 : Classes de copeaux de bois* (en ligne), 2017a, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/energies-renouvelables/systemes-de-bioenergie/biocombustibles/biocombustibles-solides/7400?_ga=2.227732826.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Bulletins d'information sur les biocombustibles solides nº 2 : Introduction aux biocombustibles solides – définitions, classes/catégories et propriétés des combustibles* (en ligne), 2017b, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/energies-renouvelables/systemes-de-bioenergie/biocombustibles/biocombustibles-solides/7400?_ga=2.227732826.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Bulletins d'information sur les biocombustibles solides n° 4 : Classes de granules de bois* (en ligne), 2017c, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/energies-renouvelables/systemes-de-bioenergie/biocombustibles/biocombustibles-solides/7400?_ga=2.227732826.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Évaluation de la biomasse forestière comme matière première de la bioénergie : Disponibilité et récupération de la biomasse dans les forêts inéquiennes* (en ligne), 15 février 2018, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/investissements-actuels/evaluation-de-la-biomasse-forestiere-comme-matiere-premiere-de-la-bioenergie-disponibilite-et/16045?_ga=2.25307642.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Confidential biodiesel production data from ecoEnergy for Biofuels Complementary Environmental Performance Reports,* 2019.

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Confidential ethanol production data from ecoEnergy for Biofuels Complementary Environmental Performance Reports,* 2019.

RESSOURCES NATURELLES CANADA. *Programme écoÉNERGIE pour les biocarburants (en ligne),* 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/carburants-de-remplacement/biocarburants/programme-ecoenergie-biocarburants/12359?_ga=2.46932704.6967300.1594253854-1624317880.1572995487).

NEWKIRK, R. *Canola Meal, Feed Industry Guide, 4th edition,* Winnipeg (Man.), Conseil du canola, Institut international du Canada pour le grain, 2009.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), 2012, (consulté à l'adresse suivante : https://novascotia.ca/natr/forestry/reports/Code-of-Forest-Practice.pdf).

NOVY, V., K. LONGUS, et B. NIDETZKY *La production d'hydrogène et d'oxygène* (en ligne), *Biotechnology for Biofuels*, n° 8, doi:10.1186/s13068-015-0232-0, (2015), p. 46.

OLATEJU, B., A. KUMAR, et M. SECANELL. « A techno-economic assessment of large scale wind hydrogen production with energy storage in Western Canada », *International Journal of Hydrogen Energy*, n° 41 (2016), p. 8755-8776.

PADILLA-REIVERA, A., J. BARRETTE, P. BLANCHET, et E. THIFFAULT. « Environmental Performance of Eastern Canadian Wood Pellets as Measured Through Life Cycle Assessment », *Forests*, n° 8 (2017), p. 352-370.

*PRODUCTION D'HUILE DE PALME EN MALAISIE.* 31 juillet 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Palm_oil_production_in_Malaysia&oldid=907336229).

RAMSDEN, T., M. RUTH, V. DIAKOV, M. LAFFEN, et T.A. TIMBARIO. *Hydrogen Pathways: Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios* (en ligne), 2013, (consulté à l'adresse suivante : https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60528.pdf).

RFA. *Best Practices for Rail Transport of Fuel Ethanol,* Renewable Fuels Association, 2017.

ROACH, J., et S.M. BERCH. *A Compilation of Forest Biomass Harvesting and Related Policy in Canada,* 2014, (consulté à l'adresse suivante du gouvernement de la Colombie-Britannique : https://www.for.gov.bc.ca/hfd/pubs/docs/tr/TR081.pdf).

ROY, P., et G. DIAS. « Prospects for pyrolysis technologies in the bioenergy sector: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 77 (2017), p. 59-69.

RUTH, M., M. LAFFEN, et T.A. TIMBARIO. *Hydrogen Pathways; Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Seven Hydrogen Production, Delivery, and Distributin Scenarios* (en ligne), septembre 2009, (consulté à l'adresse suivante : https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46612.pdf).

S&T2 CONSULTANTS INC. *The Addition of Pyrolysis Oil Pathways to GHGenius* (en ligne), 2011, (consulté à l'adresse suivante : https://ghgenius.ca/index.php/all-reports/6-pyrolysis-oils).

SAHA, B., L. ITEN, M. COTTA, et Y.V. WU. « Dilute acid pretreatment, enzymatic saccharification and fermentation of wheat straw to ethanol », *Process Biochemistry*, nº 40 (2005), p. 3693-3700.

SALKUYEH, Y.K., B.A. SAVILLE., et H.L. MACLEAN. « Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies », *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 42 (2017), p. 18894-18909.

SOCIÉTÉ DE L'ASSURANCE-RÉCOLTE DE LA SASKATCHEWAN. Communication personnelle avec Curis Fleury, 19 novembre 2015.

SOCIÉTÉ DE L'ASSURANCE-RÉCOLTE DE LA SASKATCHEWAN. Communication personnelle avec Donna Hack, 2019.

SHONNARD, D., L. WILLIAMS, et T. KALNES (s.d.). « Camelina-derived jet fuel and diesel: Sustainable advanced biofuels », *Environ. Prog. Sustainable Energy*, nº 29, p. 382-392.

SIMONS, A., et C. BAUER. *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production* (en ligne), 2011, (consulté à l'adresse suivante de ResearchGate : https://ghgenius.ca/index.php/all-reports/6-pyrolysis-oils).

SINISTORE, J. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), Madison (WI) États-Unis, The University of Wisconsin-Madison, 2012.

SMART EARTH SEEDS. Communication personnelle avec Carlene Sarvas, 2019.

SMYTH, C., W.A. KURZ, G. RAMPLEY, T.C. LEMPRIERE, et O. SCHWAB. « Climate change mitigation potential of local use of harvest residues for bioenergy in Canada », *Global Change Biology Bioenergy,* vol. 9, no 4 (2017), p. 817-832.

STATISTIQUE CANADA. *L'activité humaine et l'environnement 2017 : Les forêts du Canada* (en ligne), 14 mars 2018, (consulté à l'adresse suivante : https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/16-201-x/16-201-x2018001-fra.htm).

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)* (en ligne), 2019, (consulté à l'adresse suivante : https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3210003801&request_locale=fr).

STEELE, P., M.E. PUETTMANN, V.K. PENMETSA, et J.E. COOPER. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), *Forest Prod. J.,* vol. 62, nº 4 (2012), p. 326-334.

STRATUS AG RESEARCH. *La production d'hydrogène et d'oxygène* (en ligne), 2015.

TUMULURU, J.S., C.C. CONNER, et A.N. HOOVER. « Method to produce durable pellets at lower energy consumption using high moisture corn stover and a corn starch binder in a flat die pellet mill », *J. Vis. Exp., no 112* (2016).

U.S. EPA. *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)* (en ligne), 2019, (consulté à l'adresse suivante de la U.S. EPA : https://cfpub.epa.gov/oarweb/woodstove/index.cfm?fuseaction=app.about).

U.S. EPA. *Greenhouse Gas Inventory Guidance - Direct Emissions from Stationary Combustion Sources,* EPA Centre for Corporate Climate Leadership, 2016.

UNIVERSITÉ DE TORONTO. *Evaluation of the Impact of Using Biodiesel and Renewable Diesel to Reduce Greenhouse Gas Emissions in City of Toronto's Fleet Vehicles* (en ligne), 22 janvier 2019, (consulté à l'adresse suivante de l'Université de Toronto : https://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2019/ie/bgrd/backgroundfile-130965.pdf).

U.S. DEPARTMENT OF AGRICULTURE. *« Global Agricultural Information Network Report: Canada Biofuels Annual 2017 (CA17055) »,* FAS/Ottawa, Foreign Agricultural Service, 2018.

U.S. EPA. *AP-42 Residential Fireplaces* (en ligne), octobre 1996, (consulté à l'adresse suivante : https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/index.html).

USITALO, V., S. VAISANEN, S. HAVUKAINEN, M. HAUVUKAINEN, R. SOUKKA, et M. LOURANEN. « Carbon footprint of renewable diesel from palm oil, jatropha oil, and rapeseed oil », *Renewable Energy*, nº 69 (2014), p. 103-113.

USOEERE. *Hydrogen Production: Electrolysis* (en ligne), 2018, (consulté à l'adresse suivante du United States Office of Energy Efficiency and Renewable Energy : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis).

WANG, M., J. HAN, J. DUNN, H. CAI, et A. ELGOWAINY. *Beef processing plants in Canada (source : Agence canadienne d'inspection des aliments)* (en ligne), *Environmental Resource Letters*, vol. 7, nº 4 (2012), p. 13.

WANG, M., H. HUO, et S. ARORA. « Methods of dealing with co-products of biofuels in life-cycle analysis and consequent results within the U.S. context », *Energy Policy*, vol. 39, nº 10 (2011), p. 5726-5736.

WEIDEMA, B. *Market information in life cycle assessment,* Danish Environmental Protection Agency, (2003), p. 99-103.

WOLINETZ, M., M. HEIN, et B. MOAWAD. *Biofuels in Canada 2019: Tracking biofuel consumption, feedstocks and avoided greenhouse gas emissions* (en ligne), 25 avril 2019, (consulté à l'adresse suivante de Navius Research Inc. : https://www.naviusresearch.com/publications/2019-biofuels-in-canada/).

# Annexe A. Données et informations supplémentaires sur les filières de combustibles à faible intensité en carbone.

## A1. Données sur l'intensité en carbone des produits agrochimiques

Les tableaux ci-dessous donnent d'autres détails sur les données sur l'IC des produits agrochimiques de la section 4.6 Émissions de produits agrochimiques en amont

**Tableau 111 : Émissions du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte de la ferme) des intrants agrochimiques pertinents inclus dans le modèle GREET de 2018, en g par kg. (ANL, 2018)**

| Intrant | $CH_4$ | $N_2O$ | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| Ammoniac | 7,55 | 0,05 | 2 382 |
| Urée | 5,48 | 0,04 | 1 048 |
| Solution de nitrate d'ammonium et d'urée | 11,82 | 5,44 | 3 302 |
| Nitrate d'ammonium | 3,69 | 3,77 | 1 243 |
| Sulfate d'ammonium | 2,04 | 0,01 | 679 |
| Phosphate de monoammonium | 2,29 | 0,02 | 960 |
| Phosphate de diammonium | 2,84 | 0,02 | 1 113 |
| Potasse | 1,01 | 0,01 | 541 |
| Atrazine | 25,07 | 0,26 | 14 703 |
| Métolachlore | 36,33 | 0,38 | 21 300 |
| Acétochlore | 36,64 | 0,39 | 21 479 |
| Cyanazine | 26,55 | 0,28 | 15 569 |
| Insecticides | 37,00 | 0,33 | 21 038 |

Les émissions en amont des intrants agrochimiques (engrais et pesticides) sont utilisées sur la base de la part des engrais suivis expédiés vers le marché agricole canadien, comme le montre le tableau 112.

**Tableau 112 : Composition des engrais canadiens (Statistique Canada, 2019) et parts des éléments nutritifs pour chaque composé.**

| | Parts moyennes, 2014-2017 | | | | | Fraction des éléments nutritifs, en masse | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | total expédié (%) | N (%) | P (%) | K (%) | S (%) | N | P | K | S |
| Ammoniac | 7 % | 8 % | | | | 82 % | | | |
| Urée | 34 % | 40 % | | | | 47 % | | | |
| Urée et nitrite d'ammonium | 13 % | 16 % | | | | 28 % | | | |
| Nitrate d'ammonium/nitrate d'ammonium et de calcium | 1 % | 1 % | | | | 34 % | | | |
| Sulfate d'ammonium | 10 % | 11 % | | | 100 % | 28 % | | | 24 % |
| Phosphate de monoammonium | 17 % | 20 % | 90 % | | | 18 % | 52 % | | |
| Phosphate de diammonium | 2 % | 2 % | 10 % | | | 18 % | 46 % | | |
| Potasse | 7 % | | | 100 % | | | | 60 % | |
| Autres produits fertilisants | 9 % | | | | | | | | |

**Tableau 113 : Émissions du début de la culture jusqu'à la sortie du champ (du berceau à la porte de la ferme) des éléments nutritifs et de pesticides à partir de données du marché moyen de 2014-2017 (Statistique Canada, 2019) et l'ICV du modèle GREET de 2018, en g par kg.**

| Intrant | $CH_4$ | $N_2O$ | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| **N, par kg** | 13,718 | 3,284 | 3602,149 |
| **P, par kg** | 3,054 | 0,027 | 1271,496 |
| **K, par kg** | 1,685 | 0,015 | 901,884 |
| **S, par kg** | 4,543 | 0,030 | 1511,345 |
| **Pesticides, par kg de matière active** | 32,316 | 0,329 | 18 817,815 |

## A2. Facteurs de composition des céréales, des semences et des aliments pour animaux

### Tableau 114 : Paramètres des céréales, des semences et des aliments pour animaux utilisés pour les biocombustibles issus de cultures.

| Crops and Co-Products Factors for Crop-based Biofuels | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Grain/Seed Composition Factors** | | | Avg | SD | Min | Max | N | Source |
| Corn | Starch | % DM | 73.4 | 1.6 | 67.5 | 78.8 | 9662 | Heuzé V., Tran G., Lebas F., 2017. Maize grain. Feedipedia, a programme by INRA, CIRAD, AFZ a |
| | Dry Matter, % as fed | % DM | 86.3 | 1 | 81.8 | 90.5 | 11 | https://www.feedipedia.org/node/556 |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 18.7 | 0.1 | 18.6 | 19.1 | 92 | |
| | Starch relative to corn | | 1 | | 1 | 1 | | |
| Wheat | Starch | % DM | 69.1 | 1.9 | 61.8 | 74.9 | 25431 | Heuzé V., Tran G., Renaudeau D., Lessire M., Lebas F., 2015. Wheat grain. Feedipedia, a progra |
| | Dry Matter, % as fed | % as fed | 87 | 1.3 | 81.9 | 94.5 | 41570 | https://www.feedipedia.org/node/223 |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 18.2 | 0.2 | 18 | 18.7 | 328 | |
| | Starch relative to corn | | 0.94141689 | | 0.91555556 | 0.95050761 | | |
| Barley | Starch | % DM | 59.7 | 2.3 | 52.2 | 66.8 | 9706 | Heuzé V., Tran G., Nozière P., Noblet J., Renaudeau D., Lessire M., Lebas F., 2016. Barley grain. |
| | Dry Matter, % as fed | % as fed | 87.1 | 1.3 | 82.8 | 91.6 | 17310 | https://www.feedipedia.org/node/227 |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 18.4 | 0.1 | 18.1 | 18.7 | 304 | |
| | Crude Protein | % DM | 11.8 | 1.1 | 8.5 | 16.1 | 15723 | |
| | NDF | % DM | 21.7 | 3.2 | 14.7 | 30 | 1068 | |
| | Starch relative to corn | | 0.8133515 | | 0.77333333 | 0.84771574 | | |
| Pea | Starch | % DM | 51.3 | 2 | 43.4 | 57.5 | 9681 | Heuzé V., Tran G., Giger-Reverdin S., Noblet J., Renaudeau D., Lessire M., Lebas F., 2017. Pea se |
| | Dry Matter, % as fed | % DM | 86.5 | 1.2 | 82 | 90.7 | 22761 | https://www.feedipedia.org/node/264 |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 18.3 | 0.1 | 18.2 | 18.8 | 153 | |
| | Crude Protein | % DM | 23.9 | 1.4 | 19 | 28.5 | 14479 | |
| | Starch relative to corn | | 0.69891008 | | 0.64296296 | 0.72969543 | | |
| Canola | Oil content | % DM | 46 | | 40 | 50 | | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Lessire M., Lebas F., 2017. Rapeseeds. Feedipedia, a programme |
| | Ether extract (oils) | % DM | 46 | 2.1 | 39.8 | 51 | 1598 | https://www.feedipedia.org/node/15617 |
| | Dry Matter, % as fed | % DM | 92.3 | 1.1 | 87.3 | 94.9 | 3844 | |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 28.8 | 0.7 | 27.7 | 30.6 | 14 | |
| Soybean | Oil content | % DM | 21 | | 16 | 25 | | https://www.feedipedia.org/node/15617 |
| | Ether extract (oils) | % DM | 21.4 | 1.7 | 16.6 | 25.9 | 3466 | Heuzé V., Tran G., Nozière P., Lessire M., Lebas F., 2017. Soybean seeds. Feedipedia, a program |
| | Dry Matter, % as fed | % DM | 39.6 | 1.4 | 35.3 | 43.8 | 7125 | https://www.feedipedia.org/node/42 |
| | Gross energy | MJ/kg DM | 23.6 | 0.4 | 22.5 | 24.1 | 51 | |
| | (USDA shipping/storage ~13% moisture content) | | | | | | | |
| Camelina | Oil content | % | 41 | | | | | GREET 2018 |
| | Oil content | % | | | 37 | 47 | | 36 and 47% oil (Przybylski, 2005) -- Heuzé V., Tran G., Lebas F., 2017. Camelina (Camelina sativa |
| | Gross energy | MJ/kg | 34.41 | | | | | GREET 2018 |
| **Meal/Cake & Feed Co-Products Factors** | | | | | | | | |
| Canola | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Meal/Cake | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 19.4 | 0.5 | 18.5 | 20.5 | 54 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Lessire M., Lebas F., 2018. Rapeseed meal. Feedipedia, a progra |
| | Dry Matter, % as fed | % | 88.8 | 1.1 | 85.3 | 92.3 | 11144 | https://www.feedipedia.org/node/52 |
| Oil | Gross energy, as fed | MJ/kg DM | 39.2 | | 38.8 | 47.1 | 4 | as fed (99.9% DM) INRA-CIRAD-AFZ feed tables https://feedtables.com/content/rapeseed-oil |
| | Gross Energy, on DM | MJ/kg | 39.3 | | 38.8 | 39.8 | 2 | on DM INRA-CIRAD-AFZ feed tables https://feedtables.com/content/rapeseed-oil |
| Soybean | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Meal | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 19.7 | 0.2 | 18.8 | 20 | 63 | Heuzé V., Tran G., Kaushik S., 2017. Soybean meal. Feedipedia, a programme by INRA, CIRAD, A |
| | Dry Matter, % as fed | % | 87.9 | 0.6 | 85 | 92.1 | 33523 | https://www.feedipedia.org/node/674 |
| Oil | Gross energy, as fed | MJ/kg DM | 39.2 | | 39 | 40.2 | 9 | as fed (99.8% DM) INRA-CIRAD-AFZ feed tables https://feedtables.com/content/soybean-oil |
| | Gross Energy, on DM | MJ/kg | 39.3 | | 39.2 | 40.2 | 10 | on DM INRA-CIRAD-AFZ feed tables https://feedtables.com/content/soybean-oil |
| Camelina | | Unit | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Meal | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 22.1 | 0.9 | 19.6 | 22.1 | 4 | Heuzé V., Tran G., Lebas F., 2017. Camelina (Camelina sativa) seeds and oil meal. Feedipedia, a |
| | Dry Matter, % as fed | % | 90.5 | 2.4 | 86.8 | 93.5 | 9 | https://www.feedipedia.org/node/4254 |
| | Gross energy, as fed | MJ/kg DM | 39.2 | | | | | (GREET uses the same value for all three oils) |
| | Gross Energy, on DM | MJ/kg | 39.3 | | | | | (GREET uses the same value for all three oils) |
| Grain Ethanol Feed Coproducts | | | | | | | | |
| Corn | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| DDGS | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 21.4 | 1.2 | 19.9 | 23 | 32 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Noblet J., Renaudeau D., Bastianelli D., Lessire M., Lebas F., 2015 |
| | Dry Matter, % as fed | % | 89 | 1.4 | 86.6 | 91.9 | 332 | https://www.feedipedia.org/node/71 |
| | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Corn Gluten Feed | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 18.8 | 0.3 | 18.3 | 19.5 | 28 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Renaudeau D., Lessire M., Lebas F., 2015. Corn gluten feed. Feed |
| | Dry Matter, % as fed | % | 88.3 | 1.5 | 84.3 | 94.5 | 6415 | https://www.feedipedia.org/node/714 |
| | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Corn Gluten Meal | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 23.1 | 0.8 | 21.2 | 24.1 | 36 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Renaudeau D., Lessire M., Lebas F., 2018. Corn gluten meal. Feed |
| | Dry Matter, % as fed | % | 90 | 1.7 | 87.3 | 96.2 | 1662 | https://www.feedipedia.org/node/715 |
| Wheat | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Wheat DDGS | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 20.5 | 0.4 | 20 | 21.5 | 15 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Noblet J., Lessire M., Lebas F., 2017. Wheat distillers grain. Feedi |
| | Dry Matter, % as fed | % | 90.6 | 1.3 | 88.1 | 94.7 | 182 | https://www.feedipedia.org/node/4265 |
| Pea | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Pea Protein Concentra | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 22.8 | | | | | https://feedtables.com/content/pea-protein-concentrate |
| | Dry Matter, % as fed | % | 93 | | | | | |
| Barley | | | Avg | SD | Min | Max | N | |
| Malt Distillers/Draff -> Brewer's Grains | | | | | | | | |
| Brewer's Grains Dehy | Gross Energy (HHV) | MJ/kg DM | 19.7 | 1.8 | 17.7 | 22.4 | 8 | Heuzé V., Tran G., Sauvant D., Lebas F., 2017. Brewers grains. Feedipedia, a programme by INR |
| | Dry Matter, % as fed | % | 91 | 2.5 | 84.1 | 95.3 | 53 | |

| | |
|---|---|
| Dry matter | Dry matter is calculated as the difference between the total weight and the moisture content. It is usually obtained by oven- |
| Gross energy | Gross energy (or heat of combustion) is measured as the energy released as heat when a compound undergoes complete co |

## A3. Éthanol cellulosique

Les composantes de la canne de maïs et la conversion du sucre en éthanol sont fondées sur le rapport du NREL de 2011 (Humbird, et coll., 2011). L'analyse de la paille de blé est fondée sur un article de 2010 publié dans la revue *Biotechnology for Biofuels* et elle suivra les mêmes hypothèses de conversion des sucres que dans l'étude du NREL de 2011 (Erdei, et coll., 2010).

**Tableau 115 : Composition en sucres de la canne de maïs et rendement par 1 000 kg**

| Sucre composant | Poids à sec (%) | Fraction | Rendement | Unité |
|---|---|---|---|---|
| glucane (cellulose) | 35,05 | 35,05 % | 350,5 | kg de glucane |
| xylane | 19,53 | 19,53 % | 195,3 | kg de xylane |
| lignine | 15,76 | 15,76 % | 157,6 | kg de lignine |
| arabane | 2,38 | 2,38 % | 23,8 | kg d'arabane |
| galactane | 1,43 | 1,43 % | 14,3 | kg de galactane |
| mannane | 0,6 | 0,60 % | 6 | kg de mannane |
| saccharose | 0,77 | 0,77 % | 7,7 | kg de saccharose |

**Tableau 116 : Composition en sucres de la paille de blé et rendement par 1 000 kg**

| Sucre composant | Poids à sec (%) | Fraction | Rendement | Unité |
|---|---|---|---|---|
| glucane (cellulose) | 38,8 | 38,80 % | 388 | kg de glucane |
| xylane | 22,2 | 22,20 % | 222 | kg de xylane |
| lignine | 18,5 | 18,50 % | 185 | kg de lignine |
| arabane | 4,7 | 4,70 % | 47 | kg d'arabane |
| galactane | 2,7 | 2,70 % | 27 | kg de galactane |
| mannane | 1,7 | 1,70 % | 17 | kg de mannane |
| saccharose | | 0,00 % | 0 | kg de saccharose |

### Tableau 117 : Réaction de conversion des sucres durant le prétraitement

| Nombre de sucres comme intrants | Type de sucre comme intrant | Nombre de sucres comme extrants | Type de sucre comme extrant | Conversion en produit (%) | Rapport de conversion |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | glucane | 1 | glucose | 9,90 % | 0,099 |
| 1 | saccharose | 1 | glucose | 100,00 % | 1 |
| 1 | xylane | 1 | xylose | 90,00 % | 0,9 |
| Remarque : Les oligomères de sucre sont considérés comme solubles, mais non fermentables; l'oligomère de xylane à xylose ne donne donc pas d'éthanol. | | | | | |

### Tableau 118 : Conversion des sucres durant l'hydrolyse enzymatique

| Nombre de sucres comme intrants | Type de sucre comme intrant | Nombre de sucres comme extrants | Type de sucre comme extrant | Conversion en produit (%) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | glucane | 1 | glucose | 4,00 % |
| 1 | glucane | 0,5 | cellobiose | 1,20 % |
| 1 | glucane | 1 | glucose | 90,00 % |
| 1 | cellobiose | 2 | glucose | 100,00 % |

### Tableau 119 : Description et pourcentages de conversion par fermentation en éthanol

| Description de la conversion | % |
|---|---|
| Conversion globale de cellulose en éthanol | 87 % |
| Conversion par fermentation de xylose en éthanol | 79 % |

# Annexe B. Transmission et distribution.

## B1. Aperçu

La production, la distribution et la consommation de biocombustibles nécessitent une série d'étapes de transport. Le présent rapport donne un aperçu des procédés de transport nécessaires pour modéliser la variété de matières premières et de biocombustibles applicables au Canada.

Les processus unitaires de transport qui sont inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles sont résumés dans le Tableau 120. Ces modèles ont été appliqués de manière sélective pour représenter les étapes de transport en cause dans chaque filière de matières premières et de biocombustibles. Les processus unitaires dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles contiendront des paramètres de modèles (p. ex. de charge et de distance), afin qu'ils puissent être adaptés aux conditions spécifiques pertinentes à chaque filière.

**Tableau 120. Résumé des procédés de transport à modéliser pour les combustibles à faible intensité en carbone.**

| Mode de transport | Transport de matières premières | Distribution du combustible | Considérations régionales/de proximité | Considérations et paramètres de modélisation |
|---|---|---|---|---|
| Camion | • Agriculture<br>• Foresterie | • Biocombustibles classiques<br>• Biomasse (brute et en granules) | • Envisagé pour le transport local et la livraison de produits de biocombustibles et de biomasse aux utilisateurs finaux<br>• L'approvisionnement local est un facteur déterminant de la variabilité régionale des matières premières<br>• La proximité des utilisateurs finaux est un facteur déterminant pour la distribution des combustibles | • Charge (masse)<br>• Distance<br>• Les matières premières forestières nécessitent des étapes de transport supplémentaires en fonction de la source et de la filière de production (p. ex. transport jusqu'au déchiquetage du bois en bordure de route)<br>• La teneur en eau des matières premières et de la biomasse a un effet sur l'efficacité des véhicules |
| Chemin de fer | • Agriculture | • Biocombustibles classiques | • Envisagé pour le transport longue distance (devrait être plus pertinent dans l'industrie mature des biocombustibles) | • Charge (masse)<br>• Distance<br>• La teneur en eau des matières premières et de la biomasse a un effet sur l'efficacité des véhicules |
| Gazoduc | • Gaz naturel | • Hydrogène<br>• Gaz naturel renouvelable | • Transport interprovincial du gaz naturel (comme matière première à la production d'hydrogène)<br>• Réseaux locaux de distribution d'hydrogène et de gaz naturel renouvelable | • Charge (volume)<br>• Distance |

Les sections ci-dessous présentent une description plus détaillée de ces procédés ainsi qu'un aperçu de la méthode de modélisation et un résumé des sources de données qui ont été utilisées pour développer l'ICV pour la modélisation des transports.

## B2. Limites et descriptions du système de transport

Les limites du système de transport comprennent le transport des matières premières et des biocombustibles de l'origine à la combustion au Canada. Les limites incluent le transport, entre les limites des installations, associé aux étapes de procédé incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Dans le cas des combustibles et des matières premières importés, l'origine est le point d'entrée au Canada.

Les procédés de transport comprennent généralement les étapes suivantes :

- Transport des matières premières : transport de la matière première de la source (p. ex. forêt, agriculture ou flux de récupération des déchets) jusqu'à l'installation de production (p. ex. moulins ou distilleries);
- Distribution des combustibles : transport des biocombustibles de l'installation de production jusqu'aux installations de distribution et ensuite au consommateur

La modélisation du transport exclut les éléments suivants :

- Transport effectué à l'extérieur du Canada;
- Transport sur place (dans les limites de l'installation);
- Transport de toutes les matières autres que les matières premières et les biocombustibles (c'est-à-dire que le transport des produits consommables, des déchets et des coproduits est exclus).

### Matières premières agricoles

Les biocombustibles, notamment le bioéthanol, le biodiesel, l'éthanol cellulosique et une partie de la biomasse, peuvent être produits à partir de matières premières agricoles. Le transport de ces matières premières nécessite des expéditions par camion et par chemin de fer jusqu'aux installations de production régionales. Les combustibles qui en résultent sont ensuite transportés jusqu'aux utilisateurs finaux, généralement par camion. La proximité des installations de production par rapport aux sources de matières premières et aux marchés de consommation est le principal facteur déterminant des émissions de GES liées au transport.

Plus de 97 % de la production de bioéthanol au Canada est effectuée à partir du maïs, le reste provenant du blé (Ressources naturelles Canada, 2019). L'Ontario représente 60 % de la production canadienne à partir de maïs, tandis que 18 % sont produits en Saskatchewan à partir de blé et de maïs. Le reste provient d'autres provinces (Ethanol Producer Magazine, 2019).

La Saskatchewan représente actuellement 54 % de la production canadienne de biodiesel issu de cultures, dérivé de graines ou d'huile de canola. L'Ontario est responsable de 33 % de la production, issue des matières premières de canola et de soja. Le reste de la production se fait en Alberta et est dérivé de graines oléagineuses et de graisses animales (Biodiesel Magazine, 2019).

Les réseaux de transport de l'éthanol cellulosique issu de la canne de maïs et de la paille de blé, bien que ce dernier ne soit pas encore produit à une échelle commerciale, devraient être similaires à ceux des installations de production de bioéthanol existantes. Plus précisément, les installations devraient être situées à proximité des sources de matières premières et desservir les marchés locaux.

Les granulés de biocombustibles solides (biomasse), bien que généralement issus de matières premières forestières ou de déchets, peuvent également être produits à partir de résidus de cultures agricoles, notamment de la canne de maïs et de la paille de blé. Il n'existe pas d'installations à l'échelle commerciale au Canada. Toutefois, on prévoit que ces installations devront être situées à proximité de la source des matières premières et de l'utilisateur final (p. ex. séchage à la ferme, chaudière industrielle ou centrale électrique), pour être économiquement viables.

### Matières premières forestières

La plupart des biocombustibles solides (biomasse) au Canada sont issus de matières premières forestières. Les matières premières de fibres de bois comprennent celles-ci :

- billes non marchandes : copeaux de bois produits directement à partir de la biomasse forestière récoltée qui ne convient pas à la production de bois d'œuvre ou de pâtes et papiers;
- résidus de récolte forestière : copeaux de bois produits à partir de résidus de récolte forestière primaire (p. ex. les branches ou les cimes);
- résidus de scierie : copeaux de bois ou autres résidus de sciage (p. ex. copeaux de bois, écorce, sciure ou copeaux de rabotage);
- déchets de construction et de démolition : bois usagé obtenu à partir de flux de déchets de construction et de démolition (CetD).

Chaque matière première entraînera des filières de transport différentes :

- Les résidus de récolte forestière et les billes non marchandes sont généralement transportés par camion jusqu'à des déchiqueteuses en bordure de route avant d'être envoyés par camion au point de combustion (non traités) ou à des installations de traitement de la biomasse (granulés).
- Les résidus de scierie sont transportés par camion de l'usine au point de combustion (non traités) ou à des installations de traitement de la biomasse (granulés).
- Les matières premières de déchets de CetD nécessitent la collecte et le transport de bois propre (non traité) jusqu'à une installation de production locale. On suppose que l'approvisionnement doit être centralisé, à proximité d'une installation de production et en volume suffisant pour être rentable.

La Colombie-Britannique représente 70 % de la production canadienne de granulés de bois. Parmi les autres principales provinces productrices figurent le Québec et le Nouveau-Brunswick (Bradburn, 2014). Au Canada, la plupart des matières premières ligneuses sont transformées en granulés et 90 % de la production de granulés provient de résidus de scieries.

Les installations de production de granulés sont généralement situées à proximité de la source de leurs matières premières (p. ex. de scieries ou de forêts). Les combustibles de biomasse sont généralement envoyés vers des chaudières et des fours industriels, distribués pour le chauffage de locaux d'établissements ou d'unités résidentielles ou livrés à des centrales thermiques. Le point de combustion des combustibles de biomasse tend à être proche de l'installation de production afin de réduire les besoins de transport.

### Gaz naturel renouvelable

Le gaz naturel renouvelable peut être produit à partir de déchets solides municipaux et de boues de traitement d'eaux usées. Le transport du gaz peut se faire par des gazoducs existants si le gaz est prétraité selon les spécifications du gazoduc. Le gaz naturel renouvelable non traité doit être transporté autrement, notamment par camion. Par conséquent, les utilisateurs finaux de gaz non traité ont tendance à se trouver à proximité d'installations de gaz naturel renouvelable.

De plus amples informations sur le transport et la distribution pour les filières du gaz naturel renouvelable seront fournies plus tard, à l'étape clé 3, après l'achèvement des travaux de l'entrepreneur unique.

### Hydrogène

Les matières premières d'hydrogène comprennent le gaz naturel, le gaz naturel renouvelable, le gaz de synthèse et l'eau. Le transport des matières premières jusqu'à l'installation de production d'hydrogène se fait par gazoduc. Une fois produit, l'hydrogène gazeux peut être transporté à partir de l'installation de production selon les modes suivants :

- gazoduc jusqu'à un centre de distribution local;
- camion depuis l'installation de production ou le centre de distribution jusqu'à l'utilisateur final (p. ex. la station de distribution).

Dans chaque cas, le transport de l'hydrogène nécessite des installations pour la compression, le stockage et la distribution. On suppose que le stockage se fait à l'aide de formations géologiques adjacentes à l'installation de production. Un compresseur est utilisé pour extraire l'hydrogène et attendre la pression du gazoduc.

Le transport par camion peut nécessiter un camion-citerne transportant de l'hydrogène gazeux comprimé ou de l'hydrogène liquéfié dans des réservoirs cryogéniques.

## B3. Approche de modélisation du transport

L'approche de modélisation des procédés de transport à l'étape clé 3 se concentre sur la fourniture de processus unitaires pouvant être adaptés pour modéliser des procédés pertinents pour l'éventail de matières premières et de filières de biocombustibles au Canada. Cela permettra aux équipes qui développent des modèles de filières de biocombustibles, y compris les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone, de calculer des intensités en carbone pour leurs filières uniques de combustibles à faible intensité en carbone en appliquant et en modifiant les processus unitaires de base fournis dans le présent rapport.

Les sections suivantes donnent un aperçu de l'approche de modélisation du transport, ainsi que de l'examen de certaines questions méthodologiques clés à aborder dans la modélisation.

### Uniformité avec les modèles de transport des combustibles fossiles à l'étape clé 2

Les processus unitaires pour le transport des biocombustibles et de leurs matières premières appliquent les mêmes hypothèses et données sous-jacentes que celles

utilisées pour modéliser les filières des combustibles fossiles classiques à l'étape clé 2. Cela comprend les hypothèses et données clés suivantes :

- le transport fait appel aux mêmes équipements et aux mêmes combustibles fossiles classiques que ceux actuellement utilisés au Canada (c'est-à-dire que les biocombustibles ne sont pas utilisés comme source d'énergie pour le transport);
- l'intensité énergique et en carbone des équipements est la même que celle modélisée à l'étape clé 2, y compris les camions, le chemin de fer et les gazoducs;
- les limites du système sont conformes à l'étape clé 2, y compris les émissions en amont associées aux combustibles classiques utilisés pour alimenter les équipements mobiles et à l'exclusion du changement indirect d'utilisation des terres et de la production et de la mise hors service d'équipements mobiles et d'infrastructures de transport.

La modélisation supplémentaire nécessaire pour représenter les filières des biocombustibles comprend ce qui suit :

- équipement et procédés supplémentaires, le cas échéant;
- valeurs par défaut pour les distances de transport;
- analyse des filières de distribution et des méthodes susceptibles d'être utilisées pour produire, traiter et livrer les biocombustibles au Canada;
- analyse régionale.

### Développement de modules de processus unitaires

L'approche globale de modélisation pour l'étape clé 3 consistait à développer des processus unitaires qui serviront de modules aux travaux de modélisation actuels et futurs dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles. Des processus unitaires représentant le transport ont été sélectionnés et appliqués dans chaque filière de biocombustible. Pour s'assurer que les processus unitaires puissent couvrir chaque filière, les étapes suivantes ont été suivies :

- examiner le développement de modèle provisoire pour chaque filière de biocombustible;
- relever les procédés de transport nécessaires pour modéliser chaque filière;
- évaluer les variations entre les filières et les méthodes de production, y compris les facteurs régionaux et technologiques;
- déterminer les limites du système les plus appropriées pour chaque processus unitaire, de sorte que les processus unitaires puissent être sélectionnés et appliqués efficacement à chaque filière;
- relever les paramètres de modèle pour permettre la personnalisation des processus unitaires afin de refléter les conditions uniques ou changeantes (p. ex. la charge et la distance de transport)

### Variation régionale et proximité

Les variations régionales en matière de transport découlent de la variation des emplacements des sources de matières premières de biocombustibles, de la proximité des installations de production associées et de la proximité des utilisateurs finaux (c'est-à-dire du point de combustion). Comme les filières en cours de modélisation sont en grande partie naissantes ou théoriques, les distances de transport moyennes sont

estimées à l'aide d'hypothèses de modélisation et d'une compréhension sous-jacente de l'emplacement des matières premières et de la densité de population au Canada.

### *Matières premières de biocombustibles*

Le transport des matières premières se fera selon les principaux modes de transport, et la distance de transport moyenne sera estimée en fonction de l'emplacement des matières premières et de l'emplacement actuel ou probable des installations de transformation. En l'absence de données, on suppose que les emplacements des nouvelles installations de production sont similaires à ceux des installations existantes, sur la base de facteurs économiques similaires (c'est-à-dire la proximité de la source et des utilisateurs finaux, de la main-d'œuvre et des produits consommables). Une distance moyenne de 100 km entre la source de matières premières et l'installation de production est supposée, en fonction des observations suivantes :

- les installations existantes de production de granulés de bois sont adjacentes ou proches des activités de récolte forestière et des scieries;
- les matières premières agricoles pour les installations de production de bioéthanol sont généralement de sources régionales (p. ex. le blé en Saskatchewan et le maïs en Ontario);
- le transport sur de courtes distances améliore la viabilité économique des biocombustibles et devrait avoir une influence sur la viabilité économique des technologies émergentes qui ne sont pas encore utilisées à une échelle commerciale au Canada.

En raison de cette distance, le transport par camion a été choisi comme mode de transport par défaut pour les matières premières agricoles et forestières. À mesure que l'industrie des biocombustibles se développe, le transport sur de longues distances pourrait devenir plus viable. En conséquence, le transport ferroviaire sera également modélisé et mis à la disposition des utilisateurs de l'outil.

### *Marchés des biocombustibles (utilisateurs finaux)*

La distance que les biocombustibles doivent parcourir pour atteindre les utilisateurs finaux dépend de l'emplacement des installations de production, des propriétés et des applications du biocombustible et de la distribution des utilisateurs finaux. Comme le nombre d'installations et de technologies de production devrait augmenter, des hypothèses sont nécessaires pour modéliser la distance moyenne par défaut que les biocombustibles doivent parcourir.

La distance que les biocombustibles et l'hydrogène doivent parcourir pour atteindre les utilisateurs finaux est modélisée à partir de la capacité de raffinage des combustibles fossiles classiques au Canada. Cette approche s'aligne sur l'étape clé 2, et elle est raisonnable compte tenu de la similitude des marchés des combustibles fossiles et des combustibles à faible intensité en carbone pour les transports ainsi que du mélange de combustibles fossiles et de combustibles à faible intensité en carbone qui se produit après le raffinage. Les mesures suivantes ont été prises pour estimer la distance moyenne entre les installations de production, les centres de distribution et les centres urbains au Canada :

1. approximation de l'emplacement des installations de production de biocombustibles en fonction de l'emplacement de la capacité de raffinage existante au Canada;
2. calcul de la distance entre les installations de production et les centres urbains locaux;
3. calcul de la distance moyenne par rapport aux populations rurales dans la province d'accueil;
4. calcul de la moyenne pondérée de la population par rapport à l'utilisateur final;
5. estimation de la distance moyenne par rapport au marché, en calculant la moyenne pondérée de production des installations de production au Canada.

Alors que la production de bioéthanol et de biodiesel dessert principalement les marchés locaux par camion, le transport ferroviaire a été incorporé dans le modèle pour offrir une option de transport sur de plus longues distances jusqu'aux installations de distribution locales. La distance par défaut pour le transport ferroviaire a été modélisée à partir de la distance moyenne pondérée entre des centres de production en Saskatchewan et en Ontario et les centres urbains de chaque province et territoire. Une distance moyenne de 600 km dans un seul sens a résulté de cette analyse.

Le calcul de la distance moyenne pour la biomasse a été modélisé à partir d'installations de production existantes au Canada. Contrairement aux biocombustibles pour le transport, le marché de la biomasse tend à être adjacent ou proche des installations de production et il est souvent associé au secteur forestier lui-même. Dans ce modèle, la distance par défaut pour le transport de la biomasse et des granulés de bois non traité est fixée à 100 km.

La production de gaz naturel renouvelable à partir de déchets municipaux et de boues de traitement d'eaux usées se fait à proximité des centres urbains. En conséquence, on suppose que la livraison du gaz par les réseaux de distribution par gazoduc existants est locale. La distance par défaut pour le transport du gaz naturel renouvelable par gazoduc est fixée à 50 km.

### Filières de transport et utilisation

L'intensité des émissions de GES du transport dépend du degré d'efficacité de l'utilisation par les équipements mobiles. Sauf indication contraire, l'approche suivante a été utilisée pour modéliser l'utilisation des équipements :

- Toutes les livraisons locales par camion sont supposées être des livraisons aller seulement avec un retour à vide. Dans ces cas, le modèle attribue les émissions du trajet de retour à la filière du biocombustible (c'est-à-dire un aller-retour).
- Toutes les livraisons par chemin de fer ou par camion sur longue distance sont supposées être des livraisons aller seulement, le trajet de retour étant utilisé par d'autres systèmes de produits. Dans ces cas, le modèle attribue uniquement les émissions du premier trajet à la filière du biocombustible (c'est-à-dire un aller simple).

### Caractéristiques des produits

Les caractéristiques des produits pour les matières premières et les biocombustibles ont une incidence sur les émissions de GES résultant du transport. La teneur en humidité des matières premières et de la biomasse peut varier considérablement (entre 5 et 40 %), ce qui augmente la charge de transport nécessaire pour fournir une masse sèche ou un contenu énergétique équivalent. La variation de la densité des matières

premières (y compris le coefficient d'emballage) peut également avoir une influence sur l'efficacité des véhicules pendant le transport. La capacité des véhicules peut dépendre du volume (et non de la masse) pour les matières plus légères et à volume élevé.

Pour tenir compte de ces différences, l'approche et les hypothèses suivantes ont été formulées :

- la teneur en humidité sera incluse comme paramètre de fonctionnement dans les processus unitaires de transport par camion et par chemin de fer. L'utilisateur peut entrer la masse du biocombustible (selon des spécifications de produit prédéfinies) et la teneur en humidité. L'intensité des émissions de GES sera fondée sur la masse humide totale;
- la capacité des véhicules est déterminée par la masse de la cargaison et non par le volume pour l'ensemble de la biomasse et des biocombustibles (l'hypothèse est que la densité est suffisamment élevée pour que la masse soit le facteur déterminant de l'efficacité énergétique).

## B4. Inventaire du cycle de vie du transport

### Modes de transport et intensité des GES

Les modes de transport utilisés pour livrer les matières premières de biocombustibles et les biocombustibles comprennent le camion, le chemin de fer et le gazoduc. La modélisation de l'intensité des GES de chaque mode de transport a été développée au cours de l'étape clé 2 pour les combustibles fossiles classiques. Ces données ont été extraites du rapport de l'étape clé 2 et elles sont présentées dans le Tableau 121. Ces valeurs ont été utilisées en combinaison avec les intensités de GES par défaut des sources de combustible au Canada, pour parvenir à une intensité de GES du transport en unités de g d'éq. $CO_2$/tkm (charge totale/masse humide).

**Tableau 121. Intensité de la consommation de combustible des modes de transport des matières premières et des biocombustibles.**

| Mode de transport | Valeur d'intensité du combustible | Source de combustible |
|---|---|---|
| Camion | 0,0358 L/tkm | • Diesel |
| Chemin de fer | 0,00456 L/tkm | • Diesel |
| Gazoduc | 1 641 BTU/tonne.mille | • 98 % de gaz naturel<br>• 2 % d'électricité |

### Distances moyennes de transport

En l'absence de données sur l'emplacement des installations, les utilisateurs de l'outil peuvent utiliser les distances par défaut du Tableau 122, qui reflètent une moyenne approximative pour le transport de matières premières et la distribution de combustibles au Canada. Ces distances ont également été utilisées pour calculer les valeurs par défaut de l'IC des combustibles à faible intensité en carbone. Se reporter à la section B3 pour connaître la base du modèle permettant de sélectionner les distances par défaut.

**Tableau 122. Distances de transport moyennes et par défaut au Canada pour les matières premières et les biocombustibles.**

| Étape du cycle de vie | Biocombustible /matières premières | Distance moyenne | Mode principal | Base du modèle |
|---|---|---|---|---|
| Transport de la matière première | Matières premières forestières | 100 km | Camion | Approximation fondée sur la proximité des installations de production forestière par rapport à la source (p. ex. les scieries) |
| Transport de la matière première | Matières premières agricoles | 100 km | Camion | Hypothèse fondée sur l'utilisation de matières premières locales et de l'économie favorable du transport de courte distance |
| Transport de la matière première | Gaz naturel (matière première de l'hydrogène) | 2 560 km | Gazoduc | Distance moyenne approximative utilisée dans le rapport de l'étape clé 2 |
| Transport de la matière première | Huiles de cuisson / graisse jaune | 100 km | Camion | Hypothèse fondée sur la proximité des installations de biodiesel avec les centres urbains en Ontario |
| Distribution du combustible | Hydrogène | 290 km | Camion | Hypothèse fondée sur la méthode utilisée dans le rapport de l'étape clé 2 |
| Distribution du combustible | Gaz naturel renouvelable | 50 km | Gazoduc | Hypothèse fondée sur la coïncidence de la densité de population et des matières premières (p. ex. déchets solides municipaux) |
| Distribution du combustible | Biomasse (non traitée, granulés) | 100 km | Camion | Approximation fondée sur la proximité des installations de production forestière par rapport à la source (p. ex. les scieries) |
| Distribution du combustible | Biocombustibles (liquides) | 290 km | Camion | Approximation fondée sur la distance par rapport aux centres urbains (alignement sur le rapport de l'étape clé 2) |
| Transport du combustible jusqu'au centre de distribution | Biocombustibles (liquides) | 600 km | Chemin de fer | Approximation fondée sur la distance par rapport aux centres urbains (alignement sur le rapport de l'étape clé 2) |

# Annexe C. Intensités des émissions associées à l'électricité dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres.

## C1. Approche

L'approche utilisée pour déterminer les intensités des émissions liées à l'électricité dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres consiste à s'appuyer sur des données accessibles au public qui sont complétées par ECCC pour tenir compte des émissions indirectes. Les intensités des émissions directes et indirectes sont modélisées à l'aide du *Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2015 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* d'Environnement et Changement climatique Canada et l'outil interne d'Environnement et Changement climatique Canada, respectivement. Les intensités des émissions des réseaux provinciaux et nationaux de l'année 2015 se trouvent telles quelles dans le Tableau 123.

**Tableau 123. Intensités des émissions des réseaux provinciaux et nationaux incluses dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres. Les valeurs sont pour l'année 2015 et elles sont exprimées en tonnes d'éq. $CO_2$/GWh.**

| | Impacts directs (partie 3 de l'annexe 13 du RIN 2017) | Impacts indirects (outil interne d'ECCC) | Fourchette d'incertitude des impacts indirects | | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Min. | Max. | |
| **Alb.** | 790,0 | 78,9 | 60,7 | 126,2 | 868,9 |
| **C.-B.** | 12,9 | 63,4 | 55,1 | 84,9 | 76,3 |
| **Man.** | 3,4 | 21,5 | 17,8 | 40,2 | 24,9 |
| **N.-B.** | 280,0 | 60,9 | 53,1 | 90,2 | 340,9 |
| **T.-N.-L.** | 32,0 | 22,2 | 18,5 | 39,6 | 54,2 |
| **N.-É.** | 600 | 114,9 | 97,8 | 172,7 | 714,9 |
| **Ont.** | 40 | 26,7 | 23,8 | 39,9 | 66,7 |
| **Î.-P.-É.** | 20 | 263,2 | 235,9 | 319,8 | 283,2 |
| **Qc** | 1,2 | 10,3 | 7,6 | 20,4 | 11,5 |
| **Sask.** | 660,0 | 73,4 | 62,9 | 112,8 | 733,4 |
| **Yn** | 41,0 | Hors du champ d'application | - | - | Hors du champ d'application |

| | Impacts directs (partie 3 de l'annexe 13 du RIN 2017) | Impacts indirects (outil interne d'ECCC) | Fourchette d'incertitude des impacts indirects | | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Min. | Max. | |
| **T.N.-O.** | 390,0 | Hors du champ d'application | - | - | Hors du champ d'application |
| **Nt** | Données confidentielles | Hors du champ d'application | - | - | Hors du champ d'application |
| **CA** | 140,0 | 34,1 | 28,2 | 53,9 | 174,1 |

## C2. Partie 3 – Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2015 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

Le RIN donne les intensités des émissions liées à la production d'électricité par la catégorie de la production d'électricité et de chaleur du secteur public (catégorie 1.A.1.a du GIEC) à l'échelle nationale et provinciale. Les autoproducteurs qui produisent partiellement ou totalement de l'électricité pour leur propre usage et qui peuvent également vendre une partie de leur électricité au réseau sont exclus du champ d'application. Le champ d'application de la production d'électricité comprend uniquement les producteurs d'activités principales, c'est-à-dire les entités dont l'activité principale est la production d'électricité. Les émissions associées à la petite quantité de vapeur produite par les services publics sont donc incluses dans le champ d'application de cette catégorie. Les intensités des émissions reflètent les émissions de GES associées à l'électricité fournie par le réseau. Les pertes d'énergie dans la transmission et la distribution ne sont pas prises en compte.

Les émissions de GES reflètent les émissions provenant de l'électricité produite par combustion. Les émissions se produisant hors site, comme c'est le cas pour la production du combustible d'uranium et sa transformation pour la production d'énergie nucléaire, sont exclues du champ d'application. En outre, les centrales nucléaires, hydroélectriques, éoliennes, solaires et marémotrices n'émettent que de faibles quantités de GES provenant de l'utilisation de génératrices au diesel comme source d'énergie de relève.

Des valeurs d'intensité des émissions du secteur de la production d'électricité ont été calculées pour chaque type de combustible au moyen d'estimations des émissions de GES et de données sur la production d'électricité. Les émissions de GES sont calculées à partir du total des combustibles utilisés par le secteur des services publics, tel qu'il est indiqué dans le BDEEC, et les données sur la production proviennent de CANSIM (2005-2013) et de la publication PTDE (1990–2004). Les coefficients d'émission régionaux sont appliqués pour les émissions de charbon et de gaz naturel; toutefois, pour les autres combustibles, les coefficients d'émission spécifiques à la région n'étaient pas disponibles et les coefficients d'émission déclarés à l'échelle nationale

sont appliqués. La méthodologie complète utilisée pour élaborer les intensités d'émissions de GES est examinée au chapitre 3 et à l'annexe 3.1 du *Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2015 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.*

Plusieurs sources de Statistique Canada ont été utilisées pour fournir les valeurs de production d'électricité et de consommation de combustibles. Les publications consultées comprennent le *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (BDEEC) (Statistique Canada, nº 57-003-X au catalogue), la publication intitulée *Production, transport et distribution d'électricité* (PTDE) (Statistique Canada, nº 57-202-X au catalogue) et les tableaux de données de CANSIM (tableaux 127-0006, 127-0007 et 127-0008).

## C3. Outil interne d'ECCC

### C 3.1. Champ d'application

L'outil est utilisé pour estimer le segment indirect des émissions liées à l'électricité. Les émissions indirectes peuvent être définies comme des émissions qui ne proviennent pas des procédés de production d'électricité. Parmi les exemples de sources d'émissions indirectes, on peut citer le transport d'électricité, l'utilisation d'hexafluorure de soufre pendant le transport, les herbicides, les eaux usées, le béton, l'acier, le chauffage des infrastructures, les huiles de graissage, les déchets radioactifs et l'exploitation des véhicules.

#### *C 3.1.1. Unité fonctionnelle*

L'outil est conçu pour évaluer les impacts environnementaux potentiels de la production d'électricité à partir de différentes sources, au Canada. Afin que les résultats de l'outil soient inclus dans l'outil de modélisation de l'ACV des combustibles de la Norme sur les combustibles propres, une unité fonctionnelle de production et de livraison de 1 MWh d'électricité produite et distribuée au Canada en 2017 a été utilisée. Un mélange des réseaux canadiens de 2015 a été appliqué. L'outil utilise les potentiels de réchauffement planétaire de 2013 mis en œuvre par le GIEC.

#### *C. 3.1.2. Règles d'attribution*

L'attribution par défaut est effectuée en fonction du contenu énergétique. Dans le cas de la cogénération, le coefficient de répartition répartit les intensités des émissions (fonctionnement de la cogénération, infrastructures le cas échéant et approvisionnement en combustible également) sur la base du contenu énergétique afin d'éviter que les émissions associées à la vapeur ne soient incluses dans les émissions liées à l'électricité.

#### *C 3.1.3. Limites du système*

L'outil analyse les répercussions sur le cycle de vie de la production d'électricité au Canada, des étapes de l'exploitation et de l'extraction des ressources, du traitement et de la production d'électricité, puis du réseau. Le cycle de vie de toutes les filières est divisé en quatre étapes principales du cycle de vie : approvisionnement en combustible (le cas échéant), construction d'infrastructures, exploitation et transport/distribution.

Voici des détails sur les étapes du cycle de vie :

- L'étape de l'approvisionnement en combustible comprend l'extraction et le raffinage du combustible utilisé pour produire l'électricité.
- L'étape des infrastructures concerne la construction proprement dite de l'usine et de l'équipement.
- L'étape de l'exploitation englobe la production d'électricité et tous les services et produits nécessaires à cette opération. En plus de cette étape, deux sous-étapes (système de contrôle des émissions) apparaissent pour certaines filières : le système de captage du carbone et la lutte contre la pollution (contrôle des émissions de $NO_x$ et de $SO_2$).
- Le transport et la distribution incluent les infrastructures, l'équipement, les produits et les services requis pour transporter l'électricité du site de production à l'utilisateur final.
- Les sous-systèmes d'approvisionnement et de gestion des déchets se rapportent respectivement, pour chacun des sous-systèmes précédents, à toutes les activités qui découlent :
    - de l'approvisionnement en ressources (eau, énergie, produits chimiques, matériaux), y compris l'extraction, le traitement et la transformation des ressources naturelles, et les divers transports vers les sites d'utilisation des ressources (sites de préproduction, de production, de distribution, d'utilisation et de gestion en fin de vie);
    - du transport et du traitement/de la gestion des déchets générés au cours des étapes du cycle de vie du produit, en tenant compte de toutes les options de récupération possibles.

### 13.1.1 C 3.1.4. Limites géographiques et temporelles

Certains procédés compris dans les limites du système peuvent avoir lieu n'importe où ou à n'importe quel moment, s'ils sont nécessaires à la réalisation de l'unité fonctionnelle.

Par exemple, les procédés associés à l'approvisionnement et la gestion des déchets (procédés d'arrière-plan) peuvent avoir lieu au Canada ou ailleurs dans le monde. De plus, certains procédés peuvent générer des émissions sur une plus longue période que 2017. C'est le cas de l'enfouissement des déchets, qui engendre des émissions (biogaz et lixiviat) sur une période dont la longueur (de quelques décennies à plus d'un siècle ou d'un millénaire) dépend de la conception et de l'opération des cellules d'enfouissement et de la modélisation de leurs émissions dans l'environnement.

### 13.1.2 C 3.1.5. Filières de production d'électricité

Les filières de production d'électricité incluses dans l'outil comprennent les suivantes :

- chaudières à vapeur au charbon, avec ou sans système de captage du carbone (SCC), utilisant différents combustibles (bitume, sous-bitumineux et lignite);
- turbines à gaz naturel à cycle combiné ou à cycle simple avec ou sans SCC, utilisant du gaz naturel classique ou non classique (gaz de schiste);
- chaudières à vapeur à biomasse avec ou sans SCC et chaudière de cogénération utilisant de la biomasse provenant de la forêt, soit du bois debout ou des résidus (granules ou copeaux de bois brûlés dans des centrales à cycle simple ou de cogénération);
- hydroélectricité provenant d'un réservoir ou au fil de l'eau;
- énergie éolienne terrestre;

- chaudières converties au gaz naturel : ce modèle couvre l'électricité produite à partir du gaz naturel dans les anciennes centrales alimentées au charbon;
- production combinée de chaleur et d'électricité (gaz naturel) : ce modèle couvre l'électricité produite à partir de gaz naturel provenant de sites classiques et non classiques, plus précisément le gaz de schiste. Cette filière inclut la cogénération d'électricité et de chaleur;
- énergie thermique solaire : ce modèle couvre l'électricité produite dans les centrales thermiques solaires à concentration. Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'étape de l'approvisionnement en combustible est exclue pour cette filière;
- énergie solaire photovoltaïque : ce modèle couvre l'électricité produite par des panneaux photovoltaïques. Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'étape de l'approvisionnement en combustible est exclue pour cette filière. Différentes technologies et puissances installées seront incluses dans ces filières, car elles présentent un inventaire du cycle de vie différent;
- énergie nucléaire : ce modèle couvre la technologie CANDU de production d'électricité à partir de la fusion nucléaire;
- diesel (production hors réseau) : ce modèle couvre l'électricité produite à partir du diesel dans des sites hors réseau, principalement dans les régions du nord du pays;
- chaudières au gaz naturel à l'échelle industrielle : ce modèle couvre l'électricité produite à partir de gaz naturel provenant de sites classiques et non classiques utilisant des chaudières.

## C 3.2. Sources des données

Les infrastructures et l'approvisionnement en combustibles sont modélisés en utilisant comme base principale des données de la base de données d'ecoinvent 3.4, complétées par des données canadiennes et provinciales pour les principaux paramètres (p. ex. puissance installée, provenance des matières premières et emplacement des mines), lorsqu'elles sont disponibles. Les données de l'étape d'exploitation sont fondées sur des données canadiennes, à savoir celles de l'INRP (Inventaire national des rejets de polluants) pour ce qui est des émissions, et des statistiques nationales et provinciales pour d'autres paramètres clés comme l'efficacité et les échanges avec d'autres régions. Le transport et la distribution dépendent de la base de données ecoinvent 3.4 pour l'information sur les infrastructures et de statistiques canadiennes et provinciales pour des paramètres clés (km de lignes, pertes pendant le transport). Les données manquantes sont complétées à l'aide de sources documentaires et de données indirectes.

## C 3.3. Méthodologie

L'outil fournit des intensités d'émissions sur une base technologique. Une intensité d'émissions provinciales est déterminée en pondérant chaque technologie par rapport à sa part dans l'ensemble du réseau provincial. Une intensité d'émissions nationales est déterminée en pondérant chaque technologie par rapport à sa part dans l'ensemble du réseau national.

# Annexe D. Méthodes supplémentaires et descriptions des calculs.

## D1. Traitement du recyclage dans l'ACV

### Introduction

Le traitement du recyclage des produits dans l'ACV est un cas spécial d'attribution. Comme le montre la Figure 30, dans le recyclage, une matière a deux vies ou plus. Il existe plusieurs façons d'envisager la répartition des charges de ces matières et le procédé du recyclage en soi. Il est important de se rappeler qu'il n'y a pas de division physique entre les deux vies et qu'il n'y a donc pas de « bonne » réponse à la question. Des attributions différentes sont des façons différentes d'envisager le même système et elles donneront des aperçus différents. Il est néanmoins important de faire preuve de cohérence dans une analyse.

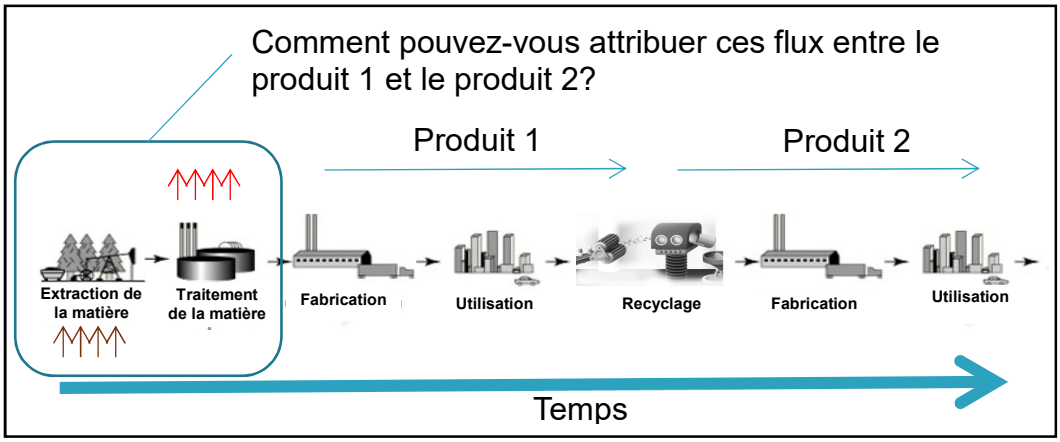



**Figure 30. Avec le recyclage, deux produits sont créés à des moments différents.**

### Que devons-nous prendre en compte?

Sur la durée de vie des deux produits, un certain nombre d'activités peuvent être attribuées à une ou plusieurs des vies, notamment l'extraction de la matière première et le traitement initial, la collecte, le tri et le compostage, le reconditionnement, l'emballage, le transport et ce qui a été évité grâce à la réutilisation de la matière. Différentes méthodes répartissent ces impacts différemment entre la première et la deuxième vie et peuvent prendre en considération les vies ultérieures de la matière. Outre la cohérence entre les systèmes de produits, il doit y avoir une cohérence au sein d'un système : la même méthode doit être utilisée pour répartir les impacts au début et à la fin de la vie d'un produit (p. ex. la méthode utilisée pour attribuer les impacts aux matières recyclées entrantes doit être la même que pour les matières quittant le système par le bac de recyclage).

Avant d'examiner chaque méthode en détail, il est important de commencer par une compréhension de base des deux systèmes à modéliser, comme le montre la Figure 31.

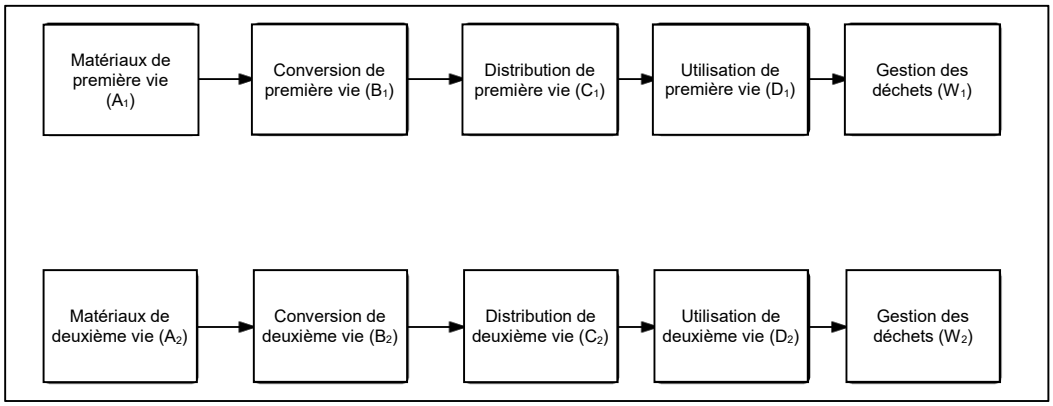



**Figure 31. Les procédés nécessaires pour créer un produit qui est mis dans le bac de recyclage en fin de vie (produit 1) et le produit créé au moment 2 (produit 2) sont désignés par l'indice.**

Dans les deux cas, il y a un besoin de matières, de transformation des matières en un produit, de distribution, d'utilisation et ensuite d'une certaine forme de manipulation en fin de vie. Ils sont désignés par les lettres entre parenthèses qui suivent le nom des procédés (p. ex. $A_1$, $B_2$, etc.). L'indice indique à quelle vie appartient le procédé. Ces indicateurs seront utilisés dans les équations pour chaque méthode de recyclage dans l'ACV.

### Procédure d'attribution en boucle fermée

La norme ISO 14044 distingue deux classes de produits recyclés : ceux qui ont les mêmes propriétés que la matière vierge et ceux qui ont des propriétés différentes (ISO 14044, 2006b). Plus précisément, la section 4.3.4.3.3 de la norme ISO 14044 stipule ce qui suit :

a) Une procédure d'attribution en boucle fermée s'applique aux systèmes de produits en boucle fermée. Elle s'applique également aux systèmes de produits en boucle ouverte où aucun changement n'intervient dans les propriétés inhérentes de la matière recyclée. Dans de tels cas, la nécessité d'une attribution est évitée puisque l'utilisation de matières secondaires remplace l'utilisation de matières vierges (primaires)*.
b) Une procédure d'attribution en boucle ouverte s'applique aux systèmes de produits en boucle ouverte dans lesquels la matière est recyclée dans d'autres systèmes de produits et où la matière subit une modification de ses propriétés inhérentes.

La procédure en boucle fermée décrite au point a) ci-dessus porte également les noms suivants :

1. procédure en boucle ouverte avec boucle fermée (ISO 14049), (ISO/TR 14049:2000(E), 2000);
2. approche de la charge évitée;
3. approche de fin de vie (soutenue par l'industrie des métaux);
4. approche de substitution de la recyclabilité (Manuel ILCD) (Commission européenne – Centre commun de recherche – Institut de l'environnement durable, 2010);
5. approximation en boucle fermée (protocole lié aux GES) (Bhatia, et coll., 2011);
6. approche 0/100.

La Figure 32 illustre l'approche de la charge évitée ou de la boucle fermée. Si le produit est enfoui dans un site prévu à cet effet, il doit supporter la charge de la manipulation des déchets ($W_1$). S'il est recyclé, il doit supporter la charge du procédé de remise à neuf (I) et obtient un crédit pour la quantité transférée à la deuxième vie ($A_2$). La deuxième vie doit prendre la charge de la matière vierge qui a été déplacée au cours de la première vie ($A_2$).

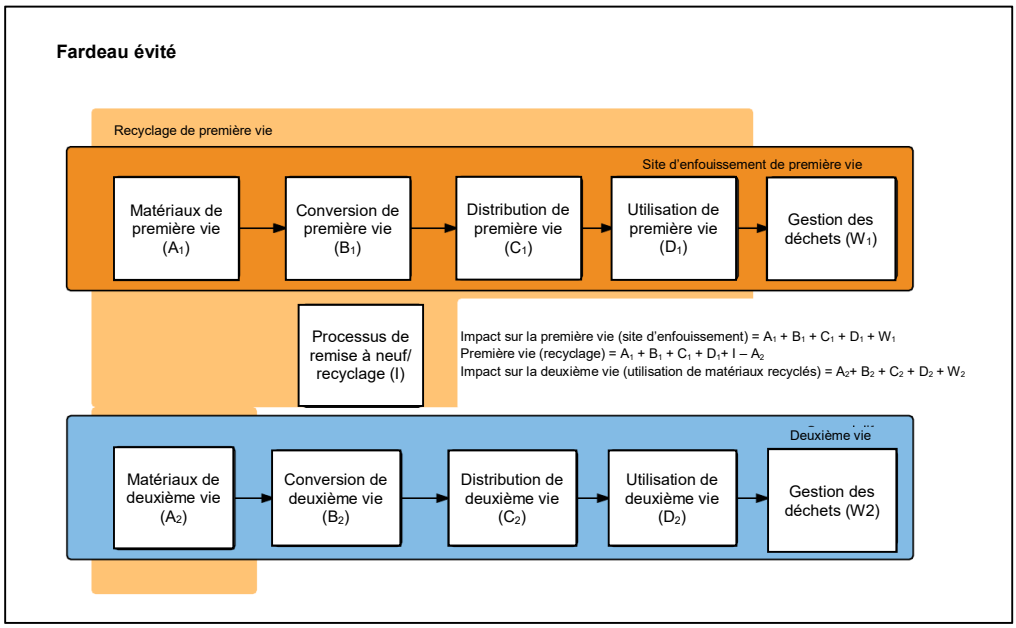



**Figure 32. Dans l'approche de la charge évitée ou de la boucle fermée, la première vie prend la charge du procédé de recyclage mais obtient le crédit pour la matière vierge évitée par la deuxième vie.**

La procédure en boucle fermée encourage le recyclage en fin de vie, mais ne favorise guère la réutilisation des produits recyclés

## Approches en boucle ouverte

### *Attribution sur une base économique*

Dans l'attribution sur une base économique (Howard, Edwards et Anderson, 1999), la matière recyclée créée à partir de la première vie devient un coproduit. Les impacts du berceau à la porte ($A_1 + B_1$) sont répartis entre le produit 1 et le produit 2 en fonction de leur prix de vente. Si le prix du produit 1 est de 90 $ et celui du produit 2 de 10 $, la deuxième vie prendrait (10/(90+1) ou 10 % de la charge de $A_1$+$B_1$. Cette méthode peut être appliquée que la matière change ou non de propriétés, et elle est utile lorsque le produit recyclé est très différent du produit initial. L'inconvénient de cette méthode est que le coût des déchets peut être volatil et que le marché sur lequel le produit 1 est vendu au moment 1 peut être très différent du marché une fois qu'il est recyclé. Cette méthode est donc particulièrement utile pour les produits à très courte durée de vie dont les aspects économiques sont bien compris. L'attribution sur une base économique stimule en outre les forces du marché.

### *Nombre d'utilisations*

L'approche du nombre d'utilisations (ISO/TR 14049:2000(E), 2000) est une méthode qui est utile lorsqu'un produit se dégrade au cours de cycles de vie consécutifs. Elle est soutenue par de nombreux acteurs de l'industrie du papier (American Forest and Paper Association, 2006). Tout comme la méthode d'attribution sur une base économique, les impacts du berceau à la porte ($A_1 + B_1$) sont répartis entre le produit 1 et les vies ultérieures en fonction d'un facteur d'attribution :

Facteur d'attribution pour le système des produits primaires = $(1-Z_1) + (Z_1/u)$

Facteur d'attribution pour les systèmes des produits recyclés = $Z_1\ (u-1)/u$

où :

u est le nombre d'utilisations (vies)

$Z_1$ est le pourcentage recyclé après la première utilisation.

L'inconvénient de cette approche est que le modélisateur doit savoir exactement combien de fois un produit peut être recyclé et il doit connaître le pourcentage recyclé au moment 2.

La méthode du nombre d'utilisations est avantageuse à la fois pour le recyclage en fin de vie et pour l'utilisation de matières recyclées.

### *Approche de la coupure*

L'une des méthodes les plus couramment utilisées en matière d'ACV, l'approche de la coupure (Frischknecht, LCI modelling approaches applied on recycling of materials in view of environmental sustainability, risk perception and eco-efficiency, 2010) établit une limite simple entre le produit 1 et le produit 2 au moment où l'utilisateur du produit 1 place le produit dans le bac de recyclage (Figure 33).

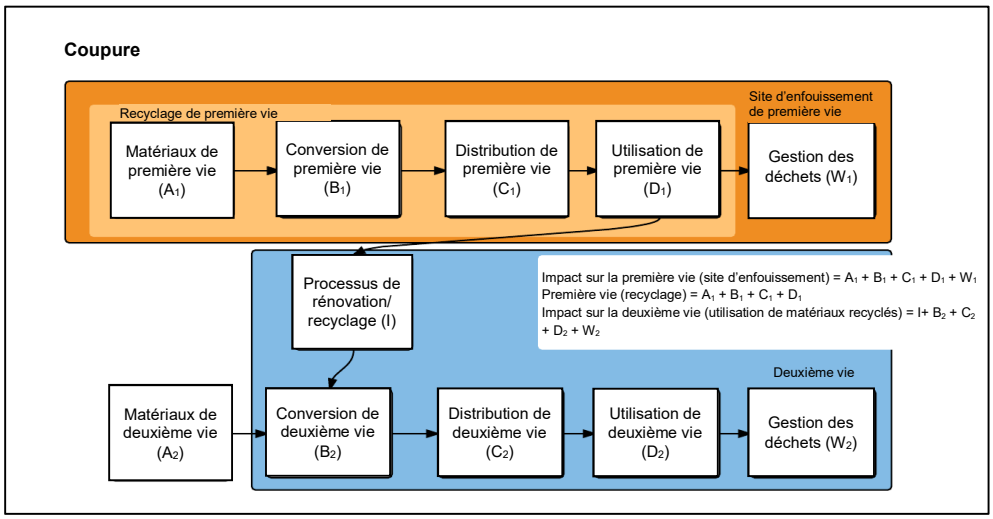



**Figure 33. Dans la méthode des coupures, la première vie se voit attribuer les charges à l'élimination. La deuxième vie est exemptée des charges relatives à la matière, à l'exception du procédé de remise à neuf.**

Cette méthode est plus facile à appliquer que la plupart des autres méthodes, car elle ne dépend pas des conditions du marché, du nombre d'utilisations ou d'autres données. Le principal bénéficiaire de cette approche est l'utilisateur de la matière recyclée. Si le cycle de vie du produit 1 ne doit pas supporter la charge de l'enfouissement ou de l'incinération, il ne tire aucun avantage de la réutilisation de la matière.

Comme l'explique Frischknecht dans son article de 2010, les approches en boucle fermée n'ont pas peur du risque, car elles empruntent des prêts environnementaux aux générations futures. La méthode de la coupure, en revanche, est une méthode qui ne tolère pas le risque : les charges environnementales sont strictement liées au produit qui les provoque, indépendamment de toute utilisation future potentielle.

### *Approche 50/50*

L'approche 50/50 (qui peut également être ajustée en fonction de la quantité de matière utile générée par un kilogramme de matière en fin de vie) attribue 50 % des charges de ($A_1$ + $B_1$) à chaque vie (Ekvall, 2000). Les équations relatives à l'impact ressemblent à ce qui suit :

Impact de la première vie (enfouissement) : $A_1 + B_1 + C_1 + D_1 + W_1$

Première vie (recyclage) : $A_1 + B_1 + C_1 + D_1 + 0{,}5 * I - 0{,}5 * (A_1 + B_1)$

Deuxième vie (utilisation de matière recyclée) : $0{,}5 * I + 0{,}5 * (A_1 + B_1) + B_2 + C_2 + D_2 + W_2$

Dans l'approche 50/50, les deux vies bénéficient de la réutilisation de la matière. Si le pourcentage d'attribution est de 50 %, on peut considérer que c'est arbitraire, mais il peut être difficile de déterminer les valeurs exactes à utiliser. Cette méthode gagne en popularité auprès de l'industrie sidérurgique où la quantité de matières réutilisées est élevée et relativement bien comprise.

### Modèle de marché pour une expansion du système

Le modèle de marché pour une expansion du système ou l'approche fondée sur le marché adopte une approche conséquente de la fin de vie (Weidema, 2003). Si une matière recyclée est entièrement utilisée, c'est-à-dire si toute la matière qui entre dans le flux de recyclage en fin de vie est réutilisée, la conséquence de l'utilisation de cette matière serait qu'un autre utilisateur devrait utiliser une matière vierge. Si une matière recyclée est sous-utilisée, ce qui signifie qu'une partie de la matière entrant dans le flux de recyclage est soit empilée, soit mise en site d'enfouissement, soit incinérée, l'utilisation de cette matière permet alors d'éviter les impacts de fin de vie. Le diagramme de l'approche fondée sur le marché est un peu différent de celui des autres méthodes. Il est présenté à la Figure 34.

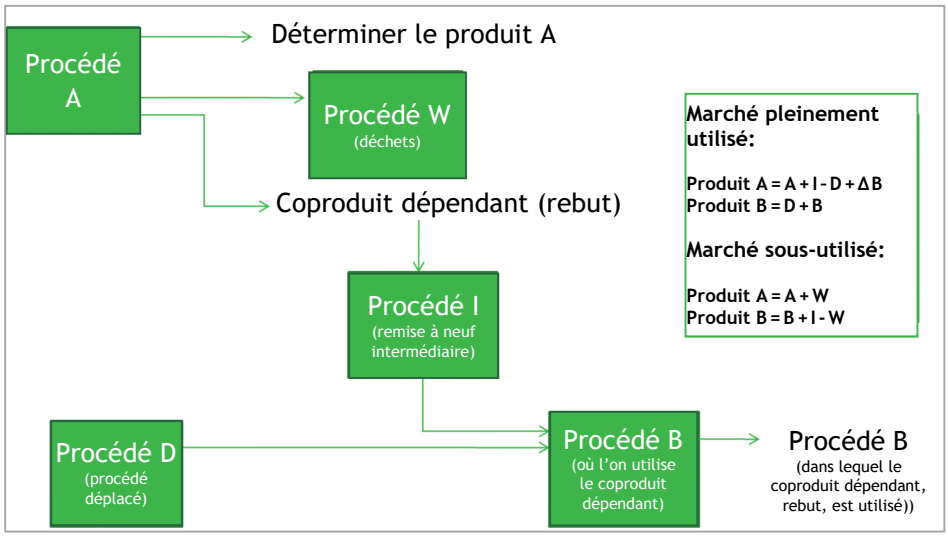



**Figure 34. Dans l'approche fondée sur le marché, les charges sont attribuées différemment en fonction du marché pour le produit recyclé.**

Cette méthode est similaire à l'approche en boucle fermée lorsque la matière recyclée est en demande. Lorsque la demande est faible, elle est similaire à la méthode de la coupure avec l'ajout de la charge pour l'enfouissement ou l'incinération pour le produit 1 et le crédit pour cette même fin de vie pour le produit 2.

L'approche fondée sur le marché exige une bonne compréhension de la dynamique du marché et les résultats changeront en fonction de son évolution. *C'est la seule méthode pour laquelle différentes matières peuvent être traitées différemment. C'est également la seule méthode qui accorde un crédit pour un enfouissement ou une incinération évité à la deuxième vie.* C'est la méthode la plus souvent utilisée dans les études conséquentes.

### Résumé et recommandations

Selon que l'on modélise soit le recyclage en fin de vie d'un produit, soit la réutilisation d'une matière, le choix de la méthode changera radicalement les impacts du produit. Il est important de garder une perspective cohérente, sinon les charges (et les avantages) seront comptées deux fois. On ne peut pas s'attribuer le crédit pour quelque chose en fin de vie et en même temps éviter la charge qu'il représente en début de vie.

Lorsqu'on procède à une évaluation comparative, l'utilisation de l'approche fondée sur le marché dans ces deux conditions permet d'évaluer de manière exhaustive les différences entre les systèmes. Supposer qu'un marché pleinement utilisé a l'impact le plus faible pour la première vie et le plus élevé pour la deuxième vie. Supposer qu'un marché sous-utilisé a l'impact le plus élevé pour la première vie et le plus faible pour la deuxième vie de toutes les méthodes proposées à ce jour. Ainsi, l'évaluation des scénarios selon les deux conditions permet de connaître l'étendue complète de l'impact.

L'approche fondée sur le marché est également logique en tant que méthode d'évaluation d'un procédé de recyclage où le recycleur est responsable de la collecte des déchets et de la redistribution du produit utilisable. Grâce à ses efforts, le recycleur

réduit la quantité de matières envoyées à l'enfouissement ou à l'incinération tout en diminuant les demandes pour une production vierge.

L'approche fondée sur le marché et l'approche en boucle fermée semblent toutes deux s'appliquer à des marchés pleinement utilisés, tels que ceux de l'aluminium et de l'acier. Comme ces matières sont souvent comparées à des produits sur des marchés sous-utilisés, l'approche fondée sur le marché offre une méthode de modélisation plus uniforme.

Dans la plupart des autres cas, la méthode de la coupure est la méthode préférée pour plusieurs raisons : les résultats ne changent pas avec les changements des conditions du marché; elle est simple à appliquer; elle n'entraîne pas de « crédits » difficiles à expliquer et à justifier; et elle encourage la réutilisation des matières sans décourager le recyclage en fin de vie.

Comme il est répété dans le présent document, il est important que la méthode utilisée soit uniforme :

1. au début et en fin de vie;
2. pPour tous les systèmes de produits comparés.

Lorsque les méthodes sont appliquées de manière non uniforme, les charges peuvent être comptées deux fois ou être appliquées de manière non uniforme, ce qui donne lieu à des conclusions injustifiables.

## D2. Données à l'appui des décisions de coupure

Les résultats suivants ont été générés pour guider les décisions concernant l'exclusion de procédés des cycles de vie des combustibles fossiles et des combustibles à faible intensité en carbone. Toutes les données proviennent de la base de données CEDA 4 US Environmental Input/Output. La référence peut être consultée à partir d'ici : https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.9b00084

**Tableau 124. Toutes les autres activités manufacturières relatives aux produits du pétrole et du charbon, contribution à l'impact total du secteur**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de contribution totale |
|---|---|---|
| Toutes les autres activités manufacturières de produits du pétrole et du charbon | 0,57564 | 41,2 % |
| Raffineries de pétrole | 0,401054 | 28,7 % |
| Extraction pétrolière et gazière | 0,101845 | 7,3 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,08077 | 5,8 % |
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 0,044006 | 3,1 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,042443 | 3,0 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,03736 | 2,7 % |
| Transport par pipeline | 0,020912 | 1,5 % |
| Production de tous les autres composés chimiques inorganiques de base | 0,008358 | 0,6 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,006924 | 0,5 % |
| Commerce de gros | 0,004722 | 0,3 % |
| Camionnage | 0,004091 | 0,3 % |
| Fabrication de matières plastiques et de résines | 0,003903 | 0,3 % |
| Fabrication de contenants en carton | 0,003818 | 0,3 % |
| Revêtement, gravure, traitement thermique et activités analogues | 0,003636 | 0,3 % |
| Entretien et réparation non résidentiels | 0,003146 | 0,2 % |
| Extraction de charbon | 0,003025 | 0,2 % |
| Services de recherche et de développement scientifiques | 0,002528 | 0,2 % |
| Toutes les autres | 0,049563 | 3,5 % |

**Tableau 125. Distribution de gaz naturel, contribution à l'impact total**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de contribution totale |
|---|---|---|
| Distribution de gaz naturel | 2,149767 | 82,2 % |
| Transport par gazoduc | 0,209622 | 8,0 % |
| Extraction pétrolière et gazière | 0,148947 | 5,7 % |
| Extraction de charbon | 0,031959 | 1,2 % |
| Raffineries de pétrole | 0,005411 | 0,2 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,0052 | 0,2 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,004379 | 0,2 % |
| Transport ferroviaire | 0,004137 | 0,2 % |
| Fabrication de produits métalliques architecturaux et d'ornementation | 0,002962 | 0,1 % |
| Toutes les autres | 0,052045 | 2,0 % |

**Tableau 126. Raffineries de pétrole, contribution à l'impact total**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de contribution totale |
|---|---|---|
| Raffineries de pétrole | 1,244085 | 67,0 % |
| Extraction pétrolière et gazière | 0,258896 | 13,9 % |
| Raffineries de pétrole | 0,131072 | 7,1 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,052593 | 2,8 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,045334 | 2,4 % |
| Transport par oléoduc | 0,040938 | 2,2 % |
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 0,013204 | 0,7 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,010709 | 0,6 % |
| Production de tous les autres composés chimiques inorganiques de base | 0,010267 | 0,6 % |
| Commerce de gros | 0,004479 | 0,2 % |
| Entretien et réparation non résidentiels | 0,003809 | 0,2 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,003349 | 0,2 % |
| Toutes les autres | 0,035556 | 1,9 % |

**Tableau 127. Autres activités manufacturières relatives à des produits chimiques organiques de base (y compris la production d'éthanol), contribution à l'impact total**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de contribution totale |
|---|---|---|
| Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base | 1,762082 | 64,9 % |
| Fabrication de produits pétrochimiques | 0,268631 | 9,9 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,134061 | 4,9 % |
| Raffineries de pétrole | 0,102316 | 3,8 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,081962 | 3,0 % |
| Culture de céréales | 0,059237 | 2,2 % |
| Production de tous les autres composés chimiques inorganiques de base | 0,034874 | 1,3 % |
| Fabrication d'alcalis et de chlore | 0,023938 | 0,9 % |
| Fabrication de matières plastiques et de résines | 0,02192 | 0,8 % |
| Fabrication d'engrais | 0,018851 | 0,7 % |
| Toutes les autres cultures agricoles | 0,0166 | 0,6 % |
| Fabrication de gaz industriel | 0,009872 | 0,4 % |
| Transport ferroviaire | 0,009333 | 0,3 % |
| Commerce de gros | 0,009172 | 0,3 % |
| Fabrication de tous les autres produits et préparations chimiques | 0,008582 | 0,3 % |
| Raffinage et mélange des matières grasses et des huiles | 0,008433 | 0,3 % |
| Gestion de sociétés et d'entreprises | 0,008333 | 0,3 % |
| Toutes les autres | 0,13049 | 4,8 % |

**Tableau 128. Raffinage et mélange des matières grasses et des huiles, contribution à l'impact total**

| | kg d'éq. $CO_2$ | Pourcentage de contribution totale |
|---|---|---|
| Transformation du soja et d'autres oléagineux | 0,340427 | 21,8 % |
| Culture d'oléagineux | 0,312675 | 20,0 % |
| Raffinage et mélange des matières grasses et des huiles | 0,227836 | 14,6 % |
| Culture de céréales | 0,076857 | 4,9 % |
| Transformation de maïs par mouture humide | 0,066555 | 4,3 % |
| Production, transport et distribution d'électricité | 0,066358 | 4,3 % |
| Abattage, équarrissage et transformation d'animaux (sauf des volailles) | 0,035988 | 2,3 % |
| Distribution de gaz naturel | 0,034197 | 2,2 % |
| Transport ferroviaire | 0,019283 | 1,2 % |
| Élevage de bovins | 0,018284 | 1,2 % |
| Culture du coton | 0,011743 | 0,8 % |
| Camionnage | 0,010568 | 0,7 % |
| Fabrication de contenants en carton | 0,010233 | 0,7 % |
| Fabrication d'autres produits plastiques | 0,010149 | 0,7 % |
| Bovin laitier et production de lait | 0,009387 | 0,6 % |
| Commerce de gros | 0,008834 | 0,6 % |
| Toutes les autres cultures agricoles | 0,008725 | 0,6 % |
| Fabrication de bouteilles de plastique | 0,008538 | 0,5 % |
| Fabrication de tous les autres sacs en papier et de papier couché et traité | 0,005617 | 0,4 % |
| Extraction de charbon | 0,005051 | 0,3 % |
| Toutes les autres | 0,267901 | 17,2 % |