

**ADDITION DU CHARBON ET DE LA BIOMASSE AUX PROCÉDES DE  
PRODUCTION D'HYDROGENE DE GHGENIUS**

Préparé pour le compte de :

**Ressources naturelles Canada  
Office de l'efficacité énergétique  
580, rue Booth  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0E4**

Préparé par :

**(S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc.**  
11657 Summit Crescent  
Delta (C.-B.)  
Canada, V4E 2Z2

Date : 25 août 2003



## SOMMAIRE

Le modèle GHGenius a été élaboré pour Ressources naturelles Canada au cours des quatre dernières années. Le modèle est basé sur la version de 1998 du modèle des émissions et de leur cycle de vie (modèle LEM) du Dr Mark Delucchi. GHGenius peut analyser les émissions de nombreux contaminants associés à la production et à l'utilisation de carburants traditionnels et de carburants de remplacement

Le modèle peut analyser les émissions de moteurs à combustion interne, utilisant un carburant de remplacement ou un carburant conventionnel, pour les véhicules légers, les camions lourds de classe 8, les autobus urbains, une combinaison d'autobus et de camions, ainsi que émissions des véhicules légers électriques alimentés par un accumulateur. Actuellement, le modèle permet d'analyser 79 combinaisons possibles de véhicules et de carburants

Les procédés de production d'hydrogène que le modèle permet actuellement d'analyser, comprennent les véhicules légers à combustion interne :

- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel
- Hythane (un mélange de gaz naturel et d'hydrogène),

Pour les véhicules légers à piles à combustible, les procédés de production d'hydrogène que le modèle peut analyser sont les suivants :

- Électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence ou des distillats FT (Fisher-Tropsch)
- Craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Pour les véhicules lourds à moteur à combustion interne, les carburants qui peuvent être analysés sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel,
- Hythane (mélange de gaz naturel et d'hydrogène obtenu par reformage du gaz naturel).

Pour les applications de piles à carburant pour service intensif, les carburants intégrés que le modèle permet d'analyser sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence et du distillat FT,
- Hydrogène produit par craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Ce travail a pour but d'ajouter deux nouveaux procédés de production d'hydrogène, soit à partir du charbon et à partir de la biomasse. Les nouveaux procédés de production sont entièrement intégrés dans GHGenius; pour chaque cycle de carburant, le carburant est utilisé dans des applications peu intenses et intenses faisant appel à des piles à combustible; ainsi les résultats du cycle complet dans les feuilles AC, AD, Coût véhicules légers, Coût véhicules lourds, Sommaire véhicules légers et Sommaire véhicules lourds comprennent les résultats pour les utilisations peu intenses et les

utilisations intenses. Les feuilles K et I ont aussi été modifiées de façon à inclure les nouveaux cycles de combustible. Toutes les fonctionnalités existantes du modèle sont maintenues.

Ces deux nouveaux procédés de production vont probablement nécessiter de grandes usines. L'hydrogène sera transporté depuis ces usines jusqu'aux endroits où il sera distribué. Les versions précédentes de GHGenius traitaient le transport de l'hydrogène (comprimé ou liquide) comme s'il s'agissait d'un combustible liquide dont le transport n'exigeait que 20 % plus d'énergie. Cela a été changé dans la nouvelle version de GHGenius. Les facteurs d'énergie consommée sont spécifiques et différents pour l'hydrogène liquide et pour l'hydrogène comprimé. L'utilisateur a maintenant une plus grande flexibilité pour modéliser la distribution de l'hydrogène. On peut maintenant préciser des combinaisons de mode de transport, comme par exemple une combinaison pipeline et camion-citerne. On peut aussi modéliser la production sur place.

GHGenius permet de modéliser un certain nombre de procédés de production d'hydrogène, soit l'électrolyse, le reformage du méthane à la vapeur, le reformage de carburants liquides comme le méthanol, l'éthanol, le GPL, l'essence et les distillates FT. Le concept de la conversion du charbon en hydrogène est semblable à celui de ces autres procédés de production. Le charbon est d'abord gazéifié en hydrogène, en monoxyde de carbone et en dioxyde de carbone, le monoxyde de carbone est passé dans un convertisseur pour obtenir plus d'hydrogène et de dioxyde de carbone, puis le produit ainsi obtenu est purifié pour concentrer l'hydrogène.

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production de charbon. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule léger à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur. Si l'hydrogène était utilisé dans un véhicule lourd à piles à combustible, les émissions de gaz à effet de serre seraient les mêmes environ que celles rejetées par un véhicule à moteur diesel. La différence découle de l'efficacité plus élevée du moteur diesel par rapport au moteur à essence. Le piégeage du carbone, qui rend cette technologie rentable sur le plan technique, n'est pas inclus dans ce cas.

**Tableau S-1 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules légers (2003)**

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Pétrole brutl	GN100	Charbonl
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,0
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production de combustible	63,2	189,1	391,6
Transport de matières premières	0,9	8,2	9,6
Production de matières premières et d'engrais	49,7	13,8	3,6

Fuite de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> et brûlage	14,2	15,6	9,0
Émissions déplacées par les co-produits	0,0	0,0	-14,3
<b>Total partiel (cycle du combustible)</b>	<b>474,6</b>	<b>259,7</b>	<b>432,5</b>
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-6,3
Montage et transport des véhicules	8,1	8,9	8,9
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production/utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
<b>Total</b>	<b>556,8</b>	<b>349,3</b>	<b>522,1</b>
% Changements pour essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-6,2

Le procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse est essentiellement identique au procédé de production d'hydrogène à partir du charbon. Premièrement, la biomasse est gazéifiée, le gaz est traité pour augmenter la teneur en hydrogène, puis l'hydrogène est purifié. Le gaz de synthèse produit à la suite de la gazéification de la biomasse peut renfermer un certain nombre de contaminants, dont des matières particulaires, des goudrons et des composés soufrés et chlorés. Le gaz de synthèse peut également renfermer des quantités importantes de méthane, qui doivent être reformées en gaz de synthèse, selon la composition des matières premières et le type de gazogène utilisé.

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production d'hydrogène produit à partir de biomasse (obtenue par sylviculture à courte rotation). L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

**Tableau S-2 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules légers (2003)**

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Pétrole brutl	GN100	Charbonl
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,3
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production de combustible	63,2	189,1	5,7
Transport de matières premières	0,9	8,2	1,8
Production de matières premières et d'engrais	49,7	13,8	-33,6
Fuite de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> et brûlage	14,2	15,6	0,0
Émissions déplacées par les co-produits	0,0	0,0	0,0
<b>Total partiel (cycle du combustible)</b>	<b>474,6</b>	<b>259,7</b>	<b>6,8</b>
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-98,5

Montage et transport des véhicules	8,1	9,0	8,9
Materiaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production/utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
<b>Total</b>	<b>556,8</b>	<b>349,3</b>	<b>96,4</b>
% Changements pour essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-82,7



# TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE .....	I
1. INTRODUCTION .....	1
2. DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE .....	5
2.1 PIPELINES .....	5
2.2 HYDROGENE LIQUIDE .....	5
2.3 HYDROGENE COMPRIME.....	6
3. PRODUCTION DE CHARBON.....	8
3.1 ÉNERGIE POUR L'EXTRACTION.....	9
3.2 ÉMISSIONS DE METHANE .....	9
3.3 ÉMISSIONS PENDANT LE TRANSPORT .....	12
4. <b>DU CHARBON À L'HYDROGÈNE</b> .....	13
4.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION .....	14
4.2 ÉMISSIONS EN AMONT.....	16
4.3 CYCLE DE VIE DES EMISSIONS .....	17
5. PRODUCTION DE BIOMASSE .....	20
5.1 SYLVICULTURE A COURTE ROTATION.....	20
5.1.1 Rendement .....	20
5.1.2 Exigences en matière d'engrais .....	22
5.1.3 Culture, récolte et énergie reliée au transport .....	23
5.1.4 Émissions découlant de l'utilisation des sols.....	24
5.2 DECHETS LIGNEUX.....	24
5.2.1 Méthodologie .....	24
5.2.2 Transport.....	25
6. DE LA BIOMASSE À L'HYDROGÈNE.....	26
6.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION .....	27
6.2 ÉMISSIONS EN AMONT .....	30
6.3 CYCLE DE VIE DES EMISSIONS.....	31
7. BIBLIOGRAPHIE .....	34

## Liste des tableaux

TABLEAU S-1 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003).....	II
TABLEAU ES-2 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003).....	III



TABLEAU 2-1 DENSITÉ VOLUMIQUE DE L'HYDROGÈNE .....	5
TABLEAU 3-1 MINES DE CHARBON AU CANADA .....	8
TABLEAU 3-2 ESTIMATION DES GES POUR L'EXTRACTION DU CHARBON DANS LES MINES AU CANADA.....	9
TABLEAU 3-3 TAUX D'ÉMISSION DE MÉTHANE.....	11
TABLEAU 4-1 SYSTÈMES DE CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE .....	15
TABLEAU 4-2 AUTRES FACTEURS D'ÉMISSION : SYSTÈMES DE CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE.....	15
TABLEAU 4-3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE REJETÉES LORS DE LA CONVERSION EN HYDROGÈNE (2003) .....	16
TABLEAU 4-4 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003).....	18
TABLEAU 4-5 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LOURDS (2003).....	19
TABLEAU 5-1 DONNÉES SUR LE RENDEMENT D'UNE SYLVICULTURE À COURTE ROTATION .....	21
TABLEAU 5-2 NOUVELLES DONNÉES PAR DÉFAUT POUR LES RENDEMENTS EN BOIS .....	22
TABLEAU 5-3 EXIGENCES EN MATIÈRE D'ENGRAIS POUR LE BOIS, INTÉGRÉES AU MODÈLE GHGENIUS.....	22
TABLEAU 5-4 EXIGENCES EN MATIÈRE D'ENGRAIS POUR LE BOIS, INTÉGRÉES AU LOGICIEL BIOCOST .....	22
TABLEAU 5-5 COMPARAISON DES EXIGENCES EN MATIÈRE D'HERBICIDES .....	23
TABLEAU 5-6 COMPARAISON DES EXIGENCES EN MATIÈRE D'ÉNERGIE .....	23
TABLEAU 5-7 HYPOTHÈSES RELATIVES AU TRANSPORT .....	24
TABLEAU 6-1 MASSE ET ÉNERGIE NÉCESSAIRES À LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE .....	29
TABLEAU 6-2 FACTEURS D'ÉMISSION : GAZÉIFICATION DE LA BIOMASSE .....	29
TABLEAU 6-3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN AMONT DU PROCÉDÉ DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE, 2003 .....	30

TABLEAU 6-4 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE EN AMONT DU PROCÉDÉ DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE À PARTIR DE BIOMASSE RÉSIDUELLE, 2003	31
TABLEAU 6-5 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LÉGERS (2003)	31
TABLEAU 6-6 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE SUR LE CYCLE DE VIE COMPLET, CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE, VÉHICULES LOURDS (2003)	33

## Liste des figures

FIGURE 3-1	CONTENU ÉNERGÉTIQUE DU CHARBON CANADIEN .....	8
FIGURE 4-1	SCHÉMA FONCTIONNEL DE LA CONVERSION DU CHARBON EN HYDROGÈNE.....	13
FIGURE 6-1	CONVERSION DE LA BIOMASSE EN HYDROGÈNE .....	27



# 1. INTRODUCTION

Le modèle GHGenius a été élaboré pour Ressources naturelles Canada au cours des quatre dernières années. Le modèle est basé sur la version de 1998 du modèle des émissions et de leur cycle de vie (modèle LEM) du Dr Mark Delucchi. GHGenius peut analyser Émissions de nombreux contaminants associés à la production et à l'utilisation de carburants traditionnels et de carburants de remplacement.

GHGenius peut estimer le cycle de vie des émissions des principaux gaz à effet de serre et des polluants courants par les sources de combustion. Voici les gaz que le modèle permet d'analyser :

- Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>),
- Méthane (CH<sub>4</sub>),
- Oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O),
- Chlorofluorocarbones (CFC-12),
- Hydrofluorocarbones (HFC-134a),
- Équivalent-CO<sub>2</sub> de tous les polluants ci-dessus.
- Monoxyde de carbone (CO),
- Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>),
- Composés organiques non méthaniques (CONM), pondérés en fonction de leur potentiel à former de l'ozone,
- Dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>),
- Matières particulaires totales.

Le modèle peut analyser les émissions de moteurs à combustion interne, utilisant un carburant de remplacement ou un carburant conventionnel, pour les véhicules légers, les camions lourds de classe 8, les autobus urbains, une combinaison d'autobus et de camions, ainsi que Émissions des véhicules légers électriques alimentés par un accumulateur. Actuellement, le modèle permet d'analyser 79 combinaisons possibles de véhicules et de carburants.

Les procédés de production d'hydrogène que le modèle permet actuellement d'analyser, comprennent les véhicules légers à combustion interne :

- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel,
- Hydrogène produit par électrolyse ou par reformage du gaz naturel (comprimé ou liquéfié).

Pour les véhicules légers à piles à combustible, les procédés de production d'hydrogène que le modèle peut analyser sont les suivants :

- Électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence ou des distillats FT (Fisher-Tropsch)
- Craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

Pour les véhicules lourds à moteur à combustion interne, les carburants qui peuvent être analysés sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel,
- Hythane (mélange de gaz naturel et d'hydrogène obtenu par reformage du gaz naturel).

Pour les applications de piles à carburant pour service intensif, les carburants intégrés que le modèle permet d'analyser sont les suivants :

- Hydrogène produit par électrolyse (gaz, comprimé ou liquéfié),
- Hydrogène produit par reformage du gaz naturel, du méthanol, de l'éthanol, du gaz de pétrole liquéfié, de l'essence et du distillat FT,
- Hydrogène produit par craquage thermique de l'eau dans les centrales nucléaires.

GHGenius peut prédire Émissions pour les années passées, présentes et futures jusqu'en 2050, en utilisant des données historiques ou des corrélations sur les variations des paramètres relatifs à l'énergie et aux procédés avec le temps, qui sont mises en mémoire dans le modèle. Voici les éléments du cycle des carburants intégrés dans le modèle :

- Utilisation des véhicules  
Émissions découlant de l'utilisation de carburant dans un véhicule. Comprennent tous les gaz à effet de serre.
- Distribution du carburant aux points de vente au détail  
Émissions découlant du transfert du carburant, à la station-service, de la citerne aux réservoirs des véhicules. Comprennent les émissions relatives à l'électricité nécessaire au pompage, les émissions fugitives et les déversements.
- Entreposage et distribution du carburant à toutes les étapes  
Émissions découlant de l'entreposage et de la manutention de carburants aux terminaux, aux dépôts de stockage et aux stations-services. Comprennent les émissions pendant l'entreposage, et les émissions relatives à l'électricité nécessaire au pompage, au chauffage et à l'éclairage.
- Production de carburant (comme dans la production à partir de matières premières)  
Émissions directes et indirectes découlant de la conversion des matières premières en carburants vendables. Comprennent les émissions relatives aux procédés, les émissions produites lors de la combustion servant à produire de la chaleur/vapeur industrielles, les émissions relatives à la production d'électricité, Émissions fugitives et Émissions pendant le cycle de vie des produits chimiques utilisés dans les cycles de production de carburant.
- Transport des matières premières  
Émissions directes ou indirectes pendant le transport des matières premières, y compris les émissions lors du pompage et de la compression, les fuites, les émissions fugitives et les émissions lors du transport du point d'origine à l'usine de raffinage. On tient compte de l'importation/l'exportation, des distances et des modes de transport.
- Production et récupération des matières premières  
Émissions directes et indirectes lors de la récupération et du traitement des matières premières, y compris les émissions fugitives lors de l'entreposage, de la manutention et du traitement en amont précédant le transport et l'extraction.
- Fabrication d'engrais  
Émissions directes et indirectes sur le cycle de vie des engrais et des pesticides utilisés pour la production des matières premières, y compris la récupération des matières premières, leur transport et la fabrication des

produits chimiques. Ces émissions ne sont pas comprises si aucun engrais n'est associé à la production du carburant..

- Changements dans l'utilisation des sols et cultures liés aux carburants tirés de la biomasse  
Émissions liées aux changements dans l'utilisation des sols et aux cultures, y compris le N<sub>2</sub>O provenant de l'épandage d'engrais, les changements relatifs à la quantité de carbone dans le sol et à la biomasse, les émissions de méthane par les sols et l'énergie utilisée pour la culture des sols.
- Carbone présent dans les carburants et provenant de l'air  
Crédit d'émissions de dioxyde de carbone résultant de l'utilisation d'une source renouvelable de carbone qui utilise le carbone présent dans l'air.
- Fuites et brûlage à la torche de gaz à effet de serre liés à la production de pétrole et de gaz  
Émissions fugitives d'hydrocarbures et émissions de brûlages liées à la production de pétrole et de gaz.
- Émissions déplacées par les co-produits des carburants de remplacement  
Émissions déplacées par les co-produits des différents procédés de production. Le modèle considère un système de plus grande envergure pour déterminer les taux de déplacement par les co-produits des procédés de production utilisant la biomasse.
- Montage et transport de véhicules  
Émissions associées à la fabrication et au transport des véhicules jusqu'aux points de vente, amorties sur la durée de vie des véhicules.
- Matériaux utilisés dans les véhicules  
Émissions découlant de la fabrication des matériaux utilisés dans la fabrication des véhicules, amorties sur la durée de vie des véhicules. Comprennent les émissions lors de la production d'huile de graissage et les pertes par les systèmes de climatisation.

GHGenius utilise principalement des unités de mesure aux États-Unis. Les résultats donnés dans le présent rapport sont présentés dans les unités soumises par le modèle. Les entrées du modèle stipulées dans le rapport sont données dans les unités requises par le modèle. Là où c'est possible, certaines des entrées sont aussi données en unités métriques.

Ce travail a pour but d'ajouter deux nouveaux procédés de production d'hydrogène, soit à partir du charbon et à partir de la biomasse. Les nouveaux procédés de production sont entièrement intégrés dans GHGenius; pour chaque cycle de carburant, le carburant est utilisé dans des applications peu intenses et intenses faisant appel à des piles à combustible; ainsi les résultats du cycle complet dans les feuilles AC, AD, Coût véhicules légers, Coût véhicules lourds, Sommaire véhicules légers et Sommaire véhicules lourds comprennent les résultats pour les utilisations peu intenses et les utilisations intenses. Les feuilles K et I sont aussi modifiées de façon à inclure les nouveaux cycles de combustible. Toutes les fonctionnalités existantes du modèle sont maintenues.

Ces deux nouveaux procédés de production vont probablement nécessiter de grandes usines. L'hydrogène sera transporté depuis ces usines jusqu'aux endroits où il sera distribué. Les versions précédentes de GHGenius traitaient le transport de l'hydrogène (comprimé ou liquide) comme s'il s'agissait d'un combustible liquide dont le transport n'exigeait que 20 % plus d'énergie. Cela a été changé dans la nouvelle version de GHGenius. Les facteurs d'énergie consommée sont spécifiques et différents pour

l'hydrogène liquide et pour l'hydrogène comprimé. L'utilisateur a maintenant une plus grande flexibilité pour modéliser la distribution de l'hydrogène. On peut maintenant préciser des combinaisons de mode de transport, comme par exemple une combinaison pipeline et camion-citerne. On peut aussi modéliser la production sur place.

La version 2,3 de GHGenius a été élaborée en même temps que le présent rapport.



## 2. DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est difficile à transporter à cause de sa faible densité. Aujourd'hui, l'hydrogène est transporté par pipeline à quelques endroits un peu partout au monde. On le liquéfie pour augmenter sa densité et ainsi rendre son transport par camion plus réaliste et plus rentable sur de plus longues distances. Des travaux sont aussi en cours pour augmenter la pression à laquelle l'hydrogène peut être entreposé et transporté, afin d'améliorer la rentabilité de cette option d'approvisionnement. Le poids volumique de l'hydrogène sous différentes formes est donné dans le tableau suivant et est comparé à celui de l'essence :

**Tableau 2-1 Poids volumique de l'hydrogène**

	Hydrogène comprimé, 5000 lb/po <sup>2</sup>	Hydrogène comprimé, 10 000 lb/po <sup>2</sup>	Hydrogène liquide	Essence
Poids de 1 m <sup>3</sup>	23 kg	40 kg	71 kg	730 kg
Énergie de 1 m <sup>3</sup> , en million de BTU	3,09	5,37	9,53	32,12
Énergie de 1 m <sup>3</sup> , en gigajoules	2,92	5,07	9,00	30,35

### 2.1 PIPELINES

Les pipelines peuvent servir au transport de l'hydrogène lorsque les volumes à transporter sont suffisants pour que ce mode de transport soit économique. La version précédente de GHGenius permettait de modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline, et l'énergie nécessaire était alors fonction de la distance. La présente version de GHGenius permet de modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline, mais aussi par d'autres moyens en parallèle ou en série. L'utilisateur peut maintenant choisir sur la feuille des données à entrer la distance de transport par pipeline et la fraction transportée par pipeline. Il peut aussi choisir simultanément d'autres moyens de transport. On peut maintenant modéliser le transport de l'hydrogène par pipeline depuis l'installation de production jusqu'à un terminal, puis du terminal jusqu'à une station service. Ces données sont maintenant choisies par l'utilisateur sur la feuille des données à entrer, dans les rangées 79 à 89 et dans les colonnes Q et R.

### 2.2 HYDROGÈNE LIQUIDE

GHGenius a toujours été capable de modéliser la liquéfaction de l'hydrogène et le transport par camion de l'hydrogène liquide. Dans les versions précédentes de GHGenius, on a estimé que l'énergie requise pour le transport de l'hydrogène liquide était de 20 % supérieure à celle requise pour le transport des produits pétroliers légers. Ce facteur de 20 % d'énergie supplémentaire a été appliqué à tous les modes de transport et a été tiré du modèle LEM. Ce facteur était une hypothèse émise par Delucchi. Aujourd'hui, on dispose de certaines données sur le transport de l'hydrogène liquide, qui permettent d'estimer ce facteur de façon plus précise.

Linde (1997) indique qu'ils ont des contenants pour le transport de l'hydrogène liquide d'une capacité de 15 000, 41 000 et 53 000 litres. La capacité du contenant le plus grand est semblable à celle des camions-citernes transportant de l'essence au Canada, tandis que la capacité du contenant de taille moyenne est semblable à celle des camions-citernes

transportant de l'essence aux États-Unis. Le poids de l'hydrogène transporté, c'est-à-dire la charge utile, dans chacun de ces contenants est de 1 000, 2 900 et 3 750 kg respectivement. Dans les cas de l'essence, la charge utile des camions de taille similaire est dix fois plus élevée. Le carburant consommé pour livrer la charge utile au client déplace le poids du camion à l'aller et au retour, et la charge utile à l'aller. Si le poids du camion et de la remorque est de 40 000 kg, alors la charge utile d'hydrogène liquide ne contribue qu'environ 4.5 % à la quantité totale de carburant consommé ( $3\,750/2 \times 40\,000 + 3\,750$ ); dans le cas de l'essence la charge utile contribue à environ 30 % du carburant consommé ( $37\,500/37\,500 + 2 \times 40\,000$ ). La consommation d'énergie pour l'hydrogène est donc 666 % de celle pour l'essence si l'on se base sur le nombre de BTU/tonne-mille.

Amos (1998) donne les détails des coûts d'entreposage et de transport de l'hydrogène. Dans ses hypothèses sur le calcul des coûts de transport, il suppose que 4 082 kg d'hydrogène liquide peuvent être livrés par camion et que la consommation moyenne du camion est de 6 milles au gallon (39,4 L/100 km) pour le voyage aller-retour, qui équivaut à 9 280 BTU/tonne-mille basé sur la distance aller simple que GHGenius utilise. Cette valeur correspond à 475 % de l'énergie utilisée pour le transport de produits pétroliers légers, soit 375 % d'énergie supplémentaire.

Basée sur ces deux exemples, la valeur de l'énergie supplémentaire utilisée dans la version 2.3 de GHGenius est de 400 %. L'énergie requise pour le transport diminue lentement au cours du temps, mais au même rythme que pour les autres carburants. En conséquence, l'énergie totale requise est égale à cinq fois celle pour les produits pétroliers légers. On suppose que tous les camions transportant de l'hydrogène liquide ne seront pas aussi gros que ceux de l'hypothèse d'Amos, et que ses estimations représentent le meilleur cas plutôt que le cas moyen. La même valeur sera utilisée pour le transport de l'hydrogène liquide par train ou par bateau. La valeur de l'énergie requise pour ces deux modes de transport est probablement surestimée, mais très peu d'hydrogène liquide est transporté, aujourd'hui, par train ou par barge, et ces modes de transport ne deviendront probablement pas très importants dans un proche avenir.

Le modèle du mode de transport mixte est totalement souple. Les valeurs par défaut pour l'hydrogène liquide sont les suivantes : 5 % de l'hydrogène est transporté par train sur 400 milles, puis 100 % de l'hydrogène est transporté par camion sur encore 100 milles. Dans ce scénario, 5 % de l'énergie totale utilisée pour le transport est consommée lors du transport ferroviaire et 95 % lors du transport routier. Pour modéliser la production sur place, choisir zéro comme la distance de transport sur la feuille des données en entier plutôt que la valeur indiquée dans la version précédente de GHGenius.

### 2.3 HYDROGÈNE COMPRIMÉ

Le transport de l'hydrogène comprimé comporte des difficultés semblables mais plus importantes que le transport de l'hydrogène liquide, car la densité est encore plus faible. Linde possède des camions avec citernes en acier pour l'hydrogène comprimé, d'une capacité théorique de 300 kg et des ballons enveloppés de fibre composite d'une capacité théorique de 500 kg. Linde remarque que la capacité effective dépend moins de l'égalisation de pression des citernes du client.

Amos suppose qu'il est possible de transporter 181 kg (400 livres) par camion. Eliasson et coll (2002) indiquent que les camions d'hydrogène comprimé en Europe peuvent transporter environ 320 kg d'hydrogène à la pression de 3000 lb/po<sup>2</sup> (20 MPa) et qu'on peut livrer environ 80 % de cette quantité au consommateur. Grâce aux progrès techniques, ils estiment que ce serait possible de livrer 400 kg à un client.

Les besoins en énergie pour le transport routier calculés par Amos sont 22,6 plus élevés que ceux pour l'hydrogène liquide, soit 210 400 BTU/tonne-mille, ce qui est 108 fois plus que les besoins en énergie pour le transport des produits pétroliers légers. Eliasson a calculé que les besoins en énergie pour le transport de l'hydrogène comprimé étaient 48 fois ceux pour le transport des produits pétroliers légers. Les deux valeurs sont assez proches si on considère les quantités différentes qui sont transportées par chacun.

On suppose que si l'hydrogène est adopté comme carburant et si l'hydrogène comprimé est transporté par camion, des améliorations seront apportées aux citernes qui permettront de transporter 400 kg à la fois. La valeur de l'énergie supplémentaire qui est utilisée pour le modèle est donc 50 fois plus élevée que celle des produits pétroliers. Cette valeur est extrêmement sensible au poids de l'hydrogène qui peut être transporté.

Le modèle est totalement souple en ce qui concerne les modes de transport mixtes. Les valeurs par défaut pour l'hydrogène comprimé sont les suivantes : 100 % de l'hydrogène est transporté par pipeline sur 300 milles (480 km), puis 100 % de l'hydrogène est transporté par camion sur encore 100 milles (160 km). Dans ce scénario 30 % de l'énergie de transport est consommée lors du transport par pipeline et 70 % pendant le transport routier. Pour modéliser la production sur place, choisir zéro comme distance de transport sur la feuille des données à entrer.

### 3. PRODUCTION DE CHARBON

Les données qui sont dans GHGenius pour Émissions découlant de la production de charbon sont basées sur les données du recensement américain de 1992. Le modèle est structuré de telle façon que Émissions découlant de la production de charbon dans les autres pays sont calculées en fonction des émissions aux États-Unis. Le facteur d'émission relatif pour le Canada a été fixé à 1,0 dans les versions précédentes du modèle. Une partie de ce travail consiste à revoir les données sur Émissions produite lors de la production de charbon au Canada et à mettre à jour le modèle.

Le Canada possède des réserves de charbon de plus de 8 milliards de tonnes et produit environ 70 millions de tonnes de charbon par année, dont 40 % est du charbon métallurgique exporté en grande partie. Le reste, soit 60%, est du charbon thermique qui est consommé en grande partie à l'intérieur du pays et auquel s'ajoute environ 24 millions de tonnes de charbon importés.

Il y a 20 mines de charbon au Canada et le tableau suivant donne leur emplacement (Association charbonnière au Canada).

**Table 3-1 Mines de charbon au Canada**

Province	À ciel ouvert	Souterraine	Total
Colombie-Britannique	7	1	8
Alberta	8	--	8
Saskatchewan	3	--	3
Nouveau-Brunswick	1	--	1
Total	19	1	20

Le contenu énergétique du charbon canadien varie selon le dépôt. Le tableau suivant donne les contenus énergétiques typiques (RNCAN, 1997). Dans GHGenius, le charbon utilisé pour la production de carburant a un contenu énergétique de 10 061 BTU/lb (23,5 GJ/tonne). Même si le contenu énergétique moyen du charbon à usage domestique est moins élevé, il est probable qu'on utilisera moins de lignite pour la production de combustible que pour la production d'électricité; donc on n'a pas modifié cette valeur pour le Canada.

**Figure 3-1 Contenu énergétique du charbon canadien**

Type de charbon	Contenu énergétique	Contenu énergétique
Anthracite	27,70 GJ/tonne	11 870 BTU/lb
Bitumineux	27,70 GJ/tonne	11 870 BTU/lb
Sub-bitumineux	18,80 GJ/tonne	8 057 BTU/lb
Lignite	14,40 GJ/tonne	6 170 BTU/lb
Usage domestique moyen	22,20 GJ/tonne	9 515 BTU/lb

La production de charbon comporte trois sources primaires d'émissions, soit l'extraction du charbon, le méthane dégagé au cours de l'extraction et du transport, ainsi que le transport du charbon depuis la mine jusqu'à l'usine de production d'hydrogène. Ces sources seront examinées dans les sections ci-après.

### 3.1 ÉNERGIE POUR L'EXTRACTION

Deux des sociétés d'extraction de charbon du Canada ont déposé des rapports auprès des Mesures volontaires et Registre (MVR), soit la Fording Coal Limited (1999) et la Luscar Ltd. (plan d'action 2002). La Luscar et la Fording représentent environ 50 % et presque 30% du charbon au Canada, respectivement. Les deux sociétés déclarent leurs émissions de GES en termes d'équivalents de CO<sub>2</sub> par tonne de charbon, et la Fording fournit aussi sa consommation d'énergie par tonne de charbon.

L'énergie utilisée pour l'extraction aux États-Unis, estimée à partir des données du recensement de 1992, est de 140 600 BTU/tonne de charbon pour 1992; de petites augmentations d'environ 0,15 % par an ont été prévues dans le modèle. Les estimations d'énergie dans le rapport présenté par la Fording aux MVR sont de 495 000 BTU/tonne, c'est-à-dire 3,5 fois la valeur moyenne aux États-Unis. La consommation d'énergie de la Fording ne correspond pas, malheureusement, aux facteurs d'émissions qu'elle a déclarés. Si on utilisait cette quantité d'énergie, le GHGenius calculerait des émissions de GES plus élevées que celles présentées dans le rapport Fording. Une des explications possibles serait l'utilisation par la Fording d'hydro-électricité en provenance de la C.-B.

La consommation d'énergie aux États-Unis dans le modèle produit des émissions de GES de 14 640 g éq. CO<sub>2</sub>/tonne de charbon quand le modèle est réglé pour le Canada. Dans le tableau suivant, on compare cette valeur aux taux d'émission de GES publiés pour la Luscar et la Fording et à une évaluation moyenne pondérée pour le Canada. Cette estimation pondérée est basée sur la production de charbon par la Luscar et la Fording et extrapolée à l'ensemble de l'industrie au Canada. La valeur de 1,71 a été employée dans GHGenius pour la consommation relative par les mines de charbon au Canada et les mines aux États-Unis. Elle est probablement une fonction du rapport mines à ciel ouvert/mines souterraines qui est différent au Canada et aux États-Unis.

**Table 3-2 Estimations des GES pour l'extraction du charbon dans les mines au Canada**

	g éq. CO <sub>2</sub> /tonne	Par rapport aux États-Unis
GHGenius pour la consommation d'énergie aux États-Unis et un mélange de sources d'électricité au Canada	14 620	1,0
Données déclarées par la Luscar aux MVR	18 800	1,28
Données déclarées par la Fording aux MVR	35 545	2,43
Moyenne pondérée pour le Canada	25 075	1,71

### 3.2 ÉMISSIONS DE MÉTHANE

Certaines émissions de méthane découlent de la production et du transport du charbon. Dans le GHGenius il y a des facteurs d'émissions séparés pour les mines à ciel ouvert et pour les mines souterraines, il y a aussi des facteurs qui tiennent compte du taux de capture et de l'utilisation du méthane. Les données aux États-Unis de GHGenius sont basées sur les informations établies par l'*US Energy Information Administration*. Le modèle utilise les mêmes facteurs d'émission pour toutes les régions au monde.

La question des émissions de méthane lors de l'extraction et de la manutention du charbon est examinée dans le « *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual* » (1996). Un extrait de ce rapport est présenté ci-dessous.

*Le processus de formation du charbon, appelé communément houillification, produit naturellement du méthane et d'autres sous-produits. La formation de charbon est un processus physico-chimique complexe se produisant sur des millions d'années. Le degré de houillification (défini par le type de charbon) détermine la quantité de méthane produite et, une fois formé, la quantité de méthane emmagasinée dans le charbon dépend de la pression et de la température de la veine de charbon ainsi que d'autres caractéristiques moins bien définies du charbon. Le méthane restera entreposé dans le charbon jusqu'à ce que la pression sur le charbon soit réduite, ce qui se produit lors de l'érosion des couches sus-jacentes ou lors du processus d'extraction du charbon.*

*La quantité de CH<sub>4</sub> produite pendant l'extraction du charbon est principalement fonction du type de charbon, de la profondeur du gisement, du contenu en gaz, des méthodes d'extraction ainsi que d'autres facteurs comme l'humidité. Le type de charbon représente les différentes étapes de la formation du charbon et dépend des variations de pression et de températures dans la veine de charbon au cours du processus d'houillification; les charbons de haute qualité, comme les charbons bitumineux, contiennent plus de CH<sub>4</sub> que les charbons de moindre qualité, comme la lignite. La profondeur est importante parce qu'elle affecte la pression et la température du filon houiller qui, à son tour, détermine la quantité de CH<sub>4</sub> qui est produite pendant la formation du charbon. Si deux filons houillers sont de même qualité, le filon le plus profond contiendra de plus grandes quantités de CH<sub>4</sub>, parce que la pression est plus élevée aux grandes profondeurs, toutes autres choses étant égales. En conséquence, les facteurs d'émissions du méthane sont, suppose-t-on, plus faibles pour les mines à ciel ouvert que pour les mines souterraines.*

*Dans la plupart des mines souterraines, le méthane est éliminé par ventilation en faisant passer de grandes quantités d'air à travers la mine et en rejetant cet air (qui contient habituellement 1 % de méthane ou moins) dans l'atmosphère. Dans certaines mines, cependant, des systèmes plus avancés de récupération du méthane peuvent être employés pour venir épauler les systèmes de ventilation et assurer la sécurité dans les mines. Ces systèmes de récupération donnent habituellement un produit plus concentré, renfermant de 35 à 95 % de méthane. Dans certains pays, une partie de ce méthane récupéré est employé comme source d'énergie, alors que dans d'autres, on le rejette dans l'atmosphère. Les innovations technologiques récentes permettent d'augmenter la quantité de méthane de qualité moyenne ou de haute qualité qui peut être récupérée pendant l'extraction du charbon, et d'accroître les options d'utilisation. Ainsi, les émissions de méthane provenant de cette source pourraient être réduites à l'avenir.*

*Dans les mines à ciel ouvert, les surfaces et les fronts de taille exposés, ainsi que les zones de blocaille de charbon créées par les opérations de dynamitage sont les principales sources de méthane. Cependant, comme dans les mines souterraines, Émissions peuvent venir desmorts-terrains (dans des cas limités où ces strates contiennent du gaz), qui sont fissurés pendant le processus d'extraction, et des strates sous-jacentes qui peuvent être fracturées et mises au jour en raison de l'enlèvement desmorts-terrains. Comme les charbons de surface sont généralement de moindre qualité et sont enfouis moins profondément, ils contiennent moins de méthane que les charbons des mines souterraines. Les émissions par tonne de charbon sont donc généralement très inférieures pour les mines à ciel ouvert. Des*

recherches sont en cours aux États-Unis et ailleurs en vue de mieux connaître les émissions de CH<sub>4</sub> dans les mines à ciel ouvert (Kirchgessner et coll.), 1993; USGS, 1993).

Une partie du CH<sub>4</sub> émis lors de l'extraction du charbon est produite lors d'activités ultérieures telles que le traitement, le transport et l'utilisation du charbon. Le traitement du charbon comprend la fragmentation, le concassage et le séchage thermique qui le rend propre à la vente. Le méthane est rejeté principalement parce que l'accroissement de la surface du charbon permet la désorption d'une plus grande quantité de CH<sub>4</sub>. Le transport du charbon contribue aux émissions de CH<sub>4</sub> parce que le CH<sub>4</sub> se désorbe et est rejeté directement dans l'atmosphère pendant le transit (par exemple dans les wagons de chemin de fer).

Une certaine quantité de méthane se dégage aussi des amas de résidus miniers et des mines abandonnées. Les amas de résidus miniers sont composés de roches et de petites quantités de charbon rejetées lors de la production de charbon commercial. Actuellement, ces émissions ne font l'objet d'aucune mesure. Ces émissions sont faibles, estime-t-on, parce que la plus grande partie du méthane aurait déjà été émise dans la mine et les résidus contiendraient peu de méthane en comparaison du charbon extrait. Les émissions rejetées par les mines abandonnées proviennent peut-être de puits non scellés et de conduits d'aération qui auraient été installés pour éviter l'accumulation de méthane. On possède très peu d'informations sur le nombre de mines abandonnées, et aucune donnée n'est disponible actuellement sur les émissions provenant de ces mines. La plus grande partie des informations disponibles indiquent que le taux de rejet diminue très rapidement lorsque les mines souterraines cessent de produire (Williams et Mitchell, 1992; Creedy, 1991) (traduction)

Ni l'une ni l'autre des deux sociétés canadiennes ne déclare des émissions de méthane dans leur rapport présenté aux MVR. Ces émissions sont estimées par Environnement Canada (Environnement Canada, 2002) dans le cadre de l'inventaire national des émissions. Environnement Canada estime les émissions nettes de méthane, c.-à-d. ce qui reste après récupération, utilisation et brûlage à la torche. La valeur donnée par Environnement Canada est établie à partir du moment où le charbon est extrait et est basée sur les estimations du contenu en méthane du charbon provenant de différentes régions au Canada. Le taux moyen d'émission de méthane déterminé à partir des données d'Environnement Canada est de 580 grammes par tonne (527 grammes/Ton) de charbon. Dans l'inventaire des émissions, certaines données indiquent que le taux d'émission dans les mines souterraines de la Colombie-Britannique est 15,75 fois plus élevé que le taux dans une mine à ciel ouvert. Ce taux correspond aux données du modèle. Au Canada, il y a une mine souterraine et 19 mines à ciel ouvert en exploitation, en supposant qu'une mine contribue à 5 % de la production il est alors possible de déterminer le taux d'émission moyen pour les mines souterraines et les mines à ciel ouvert. Les résultats et la comparaison aux données originales du modèle sont donnés dans le tableau suivant.

**Table 3-3 Taux d'émission de méthane**

Type de mine	Valeur du modèle original	Valeurs révisées
	Pied cube standard/tonne de charbon	Pied cube standard/tonne de charbon
Mines souterraines	510	270
Mines à ciel ouvert	40	17

Pour le Canada, les valeurs sont inférieures à celles du modèle original. La valeur pour le Canada est inférieure du fait que cette valeur est calculée après toutes les réductions, tandis que la valeur aux États-Unis est donnée sans tenir compte de la récupération, de l'utilisation ou du brûlage. On n'a pas vraiment de moyens de réductions des émissions dans les mines à ciel ouvert de sorte que la valeur inférieure peut seulement être expliquée par un contenu en méthane inférieur du charbon canadien.

Le GIEC possède quelques valeurs par défaut pour faire des estimations globales des émissions de méthane lorsqu'on ne dispose pas de données plus détaillées particulières à un pays ou à une mine. Pour les mines souterraines, la plage des facteurs d'émission se situe entre 320 et 800 pieds cubes standard/tonne, et pour les mines à ciel ouvert, cette plage est de 9,5 à 64 pieds cubes standard/tonne. Les valeurs calculées à partir des émissions d'Environnement Canada sont peu élevées ou se situent à la partie inférieure de cette plage, lorsqu'on les compare à ces estimations globales.

Quoique les émissions des mines de charbon au Canada soient plus élevées que celles des mines aux États-Unis compte tenu du processus d'extraction actuel, les émissions de méthane fugitif sont plus basses que celles des mines aux États-Unis du fait que le Canada a une plus grande proportion de mines à ciel ouvert et un charbon de qualité inférieure.

### **3.3 ÉMISSIONS PENDANT LE TRANSPORT**

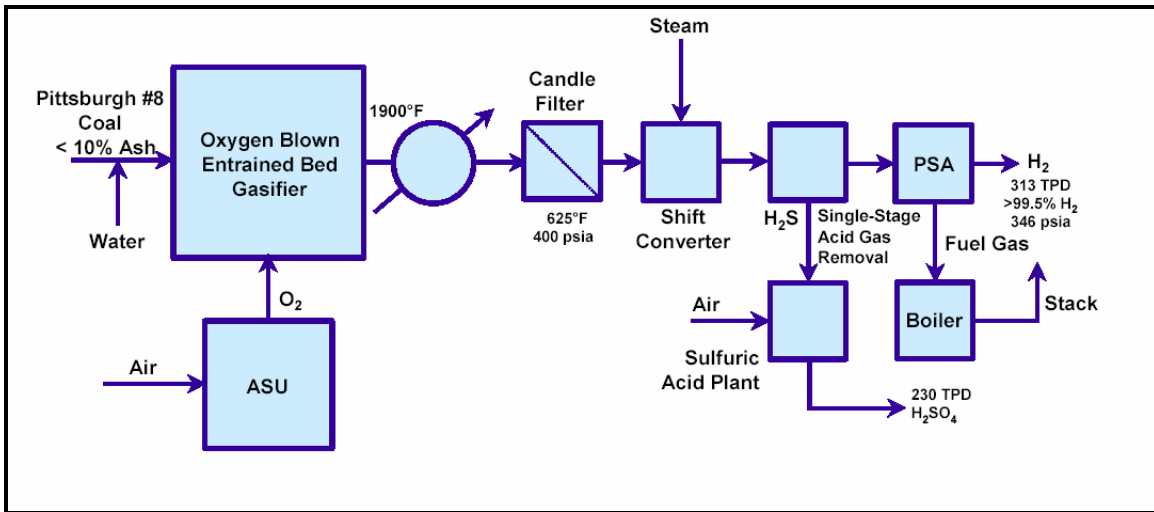
Les installations de production de la plupart des carburants de remplacement sont habituellement situées près de la source des matières premières. En ce qui concerne l'hydrogène, cette situation n'est peut-être pas idéale étant donné les difficultés rencontrées à transporter de grandes quantités d'hydrogène sur de longues distances. Dans le cas de base du modèle, le charbon est transporté par rail depuis l'Ouest canadien vers différents endroits au pays. On suppose une distance moyenne de 1700 milles. Il n'y a pas de transport supplémentaire par camion. Ces données peuvent être changées sur la feuille des données à entrer dans la colonne E, aux rangées 65 à 75.



## 4. DU CHARBON À L'HYDROGÈNE

GHGenius permet de modéliser en interne un certain nombre de procédés de production de l'hydrogène : électrolyse, reformage du méthane à la vapeur, reformage de carburants liquides comme le méthanol, l'éthanol, le GPL, l'essence et les distillats FT. Le concept de la conversion du charbon en hydrogène est semblable à ces autres procédés. D'abord, le charbon est gazéifié pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone, puis le mélange est passé dans un convertisseur pour produire plus d'hydrogène et de dioxyde de carbone; on procède ensuite à une étape de purification pour concentrer l'hydrogène. Le schéma de cette conversion est montré dans la figure suivante (Département de l'énergie des États-Unis, 2002).

**Figure 4-1 Schéma fonctionnel de la conversion du charbon en hydrogène**



Coal < 10% Ash = charbon < 10% de cendres

Water = eau

Air = air

O<sub>2</sub> = O<sub>2</sub>

Oxygen Blown Entrained Bed Gasifier = Gazogène à lit fluidisé sous courant d'oxygène

ASU (air supply unit) = groupe générateur d'air

Candle filter = filtre à bougies

400 psia = 400 lb/po<sup>2</sup> (abs)

Steam = vapeur

Shift converter = convertisseur

Single Stage Acid Gas Removal = élimination en une étape des gaz acides

Sulfuric acid plant = installation de production d'acide sulfurique

PSA (pressure swing adsorption) = AMP (adsorption modulée en pression)

313 TPD > 99,5% H<sub>2</sub> 346 psia = 313 tonnes par jour > 99,5% H<sub>2</sub> à 346 lb/po<sup>2</sup> (abs)

fuel gas = gaz combustible

boiler = chaudière

Stack = cheminée

#### 4.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION

Plusieurs concepts différents de production sont vendus ou mis au point. Il y a plusieurs fabricants de gazogènes : Texaco, E-Gas et Shell. Plusieurs concepts différents sont développés pour les étapes de purification du gaz, comprennent certains qui ont un très bon rendement énergétique.

On trouve de la documentation sur deux concepts de production de l'hydrogène qui utilisent une technologie commerciale existante et dont le bilan massique est tout à fait au point. Le premier système utilise un gazogène « quench » de Texaco et procède par nettoyage à froid conventionnel, conversion catalytique et une adsorption modulée en pression sans séquestration de dioxyde de carbone. Ce système a été examiné par le département de l'Énergie des États-Unis comme base de référence pour l'étude des technologies avancées sur membranes (Mitretek, 2002). Le deuxième système a été décrit par Parsons pour le département de l'Énergie des États-Unis (US DOE, 2002), il utilise un gazogène E-Gas et des trains de purification traditionnels. Les caractéristiques de chaque système sont résumées dans le tableau suivant.

**Tableau 4-1 Systèmes de conversion du charbon en hydrogène**

	Gazogène Texaco	Gazogène E-Gas
Charbon consommé	3000 tonnes par jour	2500 tonnes par jour
Qualité du charbon	12 450 BTU/lb	12 450 BTU/lb
Hydrogène produit	131 MM pi <sup>3</sup> std.	112 MM pi <sup>3</sup> std.
Excédent de puissance produite	20,4 MW	38 MW
Charbon consommé par million BTU d'hydrogène	135,5 lb	132 lb
Excédent d'électricité produite par million BTU d'hydrogène	11 kWh	24 kWh
Efficacité du gaz à froid	59,3%	59,9%
Efficacité totale	63,0 %	64,4%

Comme il existe un plus grand nombre de gazogènes Texaco installés dans le monde, c'est ce système qui servira de modèle. Il faut ajuster la qualité du charbon à celle dans le modèle. Le charbon du modèle a un contenu énergétique de 10 061 BTU/lb, de sorte que le taux d'alimentation a été augmentée de 135,5 livres à 167,7 livres par million de BTU d'hydrogène pour maintenir la même efficacité énergétique que celle dans le tableau ci-dessus.

GHGenius permet déjà de modifier un procédé de conversion du charbon en méthanol. Les facteurs d'émission sur la feuille N pour la conversion du charbon en hydrogène sont les mêmes que ceux pour la conversion en méthanol. À l'origine, ces facteurs proviennent de l'EPA AP-42 et d'autres sources. Les facteurs d'émission sont résumés et comparés à ceux d'une unité de reformage du méthane à la vapeur dans le tableau suivant. Beaucoup d'émissions sont beaucoup plus élevées avec le système au charbon. Ces estimés sont peut-être basés sur des données obtenues dans une ancienne installation au temps où on utilisait les systèmes de gazéification du charbon pour produire le « gaz de ville », avant l'adoption généralisée du gaz naturel. Les nouvelles usines devront respecter les exigences existantes en matière de réduction des émissions et devront avoir des émissions moins élevées des principaux contaminants atmosphériques, plus proches des émissions des systèmes au gaz naturel.

**Tableau 4-2 Autres facteurs d'émission : systèmes de conversion du charbon en hydrogène**

Dispositif ou procédé	Usines de production d'hydrogène	
	Gaz naturel	Charbon
Carburant ou matière première	Grammes/million BTU consommés	Grammes/million BTU consommés
Aldéhydes (comme HCHO) rejetés	non déterminé	non déterminé
Évaporation ou fuite de combustible	10,0	4,5
Rejet de CONM	0,2	88,2
Évaporation + rejet de CONM	10,2	92,8
Carbone dans l'évaporation + rejet de CONM .	7,4	54,6
CONM totaux pondérés pour l'ozone	1,4	58,1
CH <sub>4</sub> (rejet)	0,4	9,3
CO	8,0	7,6

N <sub>2</sub> O	0,3	1,4
NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> )	20,0	29,4
SO <sub>x</sub> (SO <sub>2</sub> )	0,1	29,4
PM	3,0	5,9
MP10	0,1	4,4
MP2.5	non déterminé	non déterminé

Les systèmes de conversion du charbon en hydrogène seront de grandes installations situées loin de l'endroit de distribution du combustible. Ils seront plus près du point d'utilisation finale, car il est plus efficace de transporter le charbon que l'hydrogène. L'hydrogène sera distribué sous forme liquide, les distances et les modes de transport étant indiqués sur la feuille (rangées 79 à 89, colonnes Q et R), ou par pipelines sous forme comprimée. Les résultats du modèle qui sont présentés ici sont pour l'hydrogène distribué par pipeline sur une distance de 300 milles (480 km), par pipeline et sur une distance de 100 milles (160 km) par camion sous forme gaz comprimée.

#### 4.2 ÉMISSIONS EN AMONT

Les émissions de gaz à effet de serre aux premiers stades du cycle de conversion du charbon en hydrogène sont présentées dans le tableau qui suit. Les résultats sont pour l'année 2003 et pour l'Ouest et le Centre du Canada; on suppose que les installations de production sont décentralisées. L'origine du charbon est différente pour les deux scénarios : dans le cas du Centre du Canada, deux tiers du charbon est importé des États-Unis et un tiers de l'Ouest canadien (mode de distribution habituel); pour l'Ouest canadien, le charbon provient à 99 % de l'Ouest. Le même mode de distribution du charbon et de l'hydrogène sont utilisés dans les deux scénarios. Les résultats sont comparés à la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

Il faut plus d'énergie pour produire du charbon au Canada, mais Émissions de méthane du charbon canadien sont inférieures à celles du charbon américain. C'est ce qui explique la plus grande partie des différences d'émissions entre les deux scénarios. Les émissions lors de la production d'hydrogène sont plus élevées que celles produites par le système de reformage du méthane à la vapeur, parce que le système est moins efficace et qu'une quantité donnée de ne produira pas la même quantité d'hydrogène. On suppose que l'électricité produite par le système déplace l'électricité produite à partir d'un système à cycle combiné alimenté au gaz.

**Tableau 4-3 Émissions de gaz à effet de serre rejetées en amont lors de la conversion du charbon en hydrogène (2003)**

Combustible	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Gaz naturel	Charbon	Charbon
		Centre du Canada	Ouest canadien
	Grammes/million de BTU	Grammes/million de BTU	Grammes/million de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637	3 597
Distribution et entreposage du carburant	9 896	9 896	9 889
Production du carburant	77 653	160 764	160 764
Transport des matières	3 384	3 961	3 956

premières			
Récupération des matières premières	5 647	1 479	2 032
Changement d'utilisation des sols, culture	0	0	0
Fabrication d'engrais	0	0	0
Fuites de gaz et brûlage	5 423	3 695	958
CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S extraits du gaz naturel	967	0	0
Émissions déplacées	0	-5 876	-5 875
<b>Total</b>	<b>106 606</b>	<b>177 555</b>	<b>175 321</b>

### 4.3 CYCLE DE VIE DES ÉMISSIONS

Le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre rejetées lors de la production d'hydrogène à partir du charbon dans le Centre du Canada est donné dans le tableau qui suit. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on donne les émissions rejetées par les moteurs à combustion interne de véhicules alimentés à l'essence et celles rejetées lors de la production d'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur.

**Tableau 4-4 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules légers (2003)**

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du carburant	113 ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	<b>Pétrole brut</b>	Gaz naturel 100	Charbon
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,0
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Entreposage et distribution du combustible	6,3	24,1	24,1
Production du combustible	63,2	189,1	391,6
Transport des matières premières	0,9	8,2	9,6
Production de matières premières et d'engrais	49,7	13,8	3,6
Fuites de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> , brûlage	14,2	15,6	9,0
Émissions déplacées par des co-produits	0,0	0,0	-14,3
<b>Total partiel (cycle du combustible)</b>	<b>474,6</b>	<b>259,7</b>	<b>432,5</b>
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-6,3
Montage et transport des véhicules	8,1	8,9	8,9
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage) et production et utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
<b>Total</b>	<b>556,8</b>	<b>349,3</b>	<b>522,1</b>
% Changements à l'essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-6,2

Quoique cela n'ait pas été ajouté au modèle, si l'hydrogène produit à partir du charbon était utilisé dans un moteur à combustion interne au lieu d'une pile à combustible, les émissions de gaz à effet de serre seraient beaucoup plus élevées que celles produites par les véhicules à essence actuellement utilisés.

Les résultats pour les véhicules lourds, comme les autobus, sont donnés dans le tableau qui suit. Dans ce cas, les émissions de gaz à effet de serre sont les mêmes que celles des autobus à moteur diesel. On montre aussi le cas de l'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur. Il y a trois raisons à cela : d'abord les véhicules à piles à combustible sont comparés à des véhicules diesel plutôt qu'à des véhicules à essence; deuxième, les autobus sont utilisés uniquement en ville où les piles à combustible sont beaucoup plus efficaces que sur la grande route; finalement les émissions découlant de la production de véhicules sont différentes selon qu'il s'agisse de véhicules légers ou de véhicules lourds.

**Tableau 4-5 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion du charbon en hydrogène, véhicules lourds (2003)**

	Diesel	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	500 ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel 100	Charbon
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation des véhicules	2 134,7	0,2	0,2
Distribution du combustible	3,0	55,0	55,0
Entreposage et distribution du combustible	33,6	149,8	149,8
Production du combustible	160,3	1 175,3	2 433,2
Transport des matières premières	5,2	51,2	60,0
Production de matières premières et d'engrais	295,3	85,5	22,4
Fuites de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> , brûlage	92,8	96,7	55,9
Émissions déplacées par les co-produits	0,0	0,0	-88,9
<b>Total partiel (cycle du combustible)</b>	<b>2 724,9</b>	<b>1 613,7</b>	<b>2 687,5</b>
% Changements (cycle du combustible)	--	-40,8	-1,4
Montage et transport des véhicules	14,6	19,1	19,1
Matériaux des véhicules (y compris l'entreposage) et production et utilisation d'huile de graissage	61,8	90,8	90,8
<b>Total</b>	<b>2 801,2</b>	<b>1 723,6</b>	<b>2 797,4</b>
% Changements (total)	--	-38,5	-0,1

## 5. PRODUCTION DE BIOMASSE

On suppose que le bois constituera la biomasse qui servira à la production d'hydrogène. D'autres ressources bioénergétiques, comme le gazon ou les résidus agricoles, peuvent également être gazéifiées pour produire de l'hydrogène. On a choisi le bois comme matière première pour le modèle, en raison de l'intérêt accru de la gestion des forêts pour le piégeage du carbone. Le bois de ces forêts peut ultérieurement être récolté et pourrait être utilisé pour la production d'énergie. On peut le cultiver uniquement pour la production d'énergie ou il peut s'agir de déchets résultant d'activités de l'industrie forestière. Le modèle GHGenius a été conçu pour exploiter la sylviculture à courte rotation et, pour ce projet, on a ajouté tout particulièrement la possibilité d'utiliser des déchets.

Les hypothèses formulées à l'égard de la sylviculture à courte rotation ont également fait l'objet d'un examen dans le cadre de ce projet. Les valeurs utilisées précédemment dans le modèle avaient été déterminées en fonction des conditions présentes aux États-Unis, et elles ne pas s'appliquent peut-être pas entièrement au Canada.

### 5.1 SYLVICULTURE À COURTE ROTATION

La sylviculture à courte rotation comprend la culture d'essences telles que le peuplier et le saule hybrides. Aux États-Unis, les peupliers ont fait l'objet d'études approfondies et, au Canada, on a pris en considération le saule et le peuplier pour l'étude de plantations forestières à courte rotation. L'emplacement et l'utilisation finale prévue influent sur le choix de l'essence la plus appropriée. On a déjà utilisé, et on utilise encore aujourd'hui, le peuplier dans certaines applications commerciales de bois à pâte au Canada. Le saule se récolte plus fréquemment et se prête moins bien à des applications de bois à pâte; par contre, il serait idéal pour la culture énergétique.

Il est difficile de convenir d'un seul ensemble de données pouvant servir de données à entrer pour une biomasse forestière à courte rotation, car les exigences relatives à ces données et les productions peuvent varier selon, entre autres, l'emplacement général, l'état du sol et le taux d'humidité. Les données que l'on utilise pour le modèle doivent également être constantes, c'est-à-dire, la modélisation de la production doit concorder avec les données à entrer qui sont utilisées. Le système modélisé doit également être durable.

#### 5.1.1 Rendement

Le rendement en bois d'une plantation forestière à courte rotation influe sur la quantité de carbone stockée dans l'arbre avant sa récolte. D'un autre côté, ce rendement n'influe pas directement sur les exigences en matière d'engrais et d'énergie du modèle, car il s'agit de données d'entrée exprimées en tonnes de biomasse produites. Il existe des différences importantes de rendement en ce qui a trait aux plantations forestières à courte rotation au Canada et aux États-Unis. REAP Canada pour le secteur forestier et les Tables des puits du Processus national sur le changement climatique 1999 renferment un résumé sur le rendement; voir le tableau ci-après. Les données sont toutes tirées de placettes commerciales.



**Tableau 5-1 Données sur le rendement d'une sylviculture à courte rotation**

Auteur	Emplacement	Âge de la placette	Croissance annuelle
		Années	Tonnes anhydres/ha/an
Peuplier			
Hendry, 1990	Ontario	14	2-3
OMNR, 1983	Ontario	7	2,2-4,6
Zsuffa, 1973	Ontario	12-14	2,4-6,6
Vallee, 1975	Québec	10	3,5-6,9
Perinner, 1999	Québec	15	5,0-6,6
Van Oosten, 1999	Colombie-Britannique	10-12	10-13,2
Riemenschneider, 1999	Wisconsin	9-11	5,4-6,5
DeBell, 1993	Washington	5	8,2-18,8
Saule			
Labrecque, 1998	Québec	3	6,2-11,0
Girouard, 1998	Québec	5	7,5-8,9
Fillhart, 1999	New York	2	5,5-10,0

Le taux d'humidité constitue un des facteurs primaires servant à déterminer le rendement dans le cas du peuplier et du saule. Les taux de croissance des placettes irriguées déterminés par DeBell, dans l'État de Washington, étaient de beaucoup supérieurs aux taux de croissance de placettes non irriguées. Il semble raisonnable d'anticiper des rendements différents selon l'emplacement au Canada, mais le modèle GHGenius peut modéliser seulement trois régions canadiennes, une à l'ouest, une au centre et une à l'est. Dans chacune de ces régions, on peut s'attendre à des variances importantes concernant les rendements prévus, mais les différences qui existent entre les régions sont sans doute plus petites.

Le département de l'Énergie des États-Unis a conçu un logiciel appelé Biocost (Walsh, 1996) qui permet d'estimer le coût lié à la production de cultures bioénergétiques, comme le panic raide et le peuplier. REAP Canada (Girouard, 1999), conjointement avec le département de l'Énergie des États-Unis, a également conçu une version canadienne de ce logiciel, en vue de modéliser les cultures de panics raides et de peupliers au Canada. Aux États-Unis, on établit le rendement par défaut du peuplier à 5 tonnes/acre/an (11,23 tonnes/ha/an). La valeur par défaut utilisée au Canada pour le saule est de 9 tonnes/ha/an (4 tonnes/acre/an).

Pour le modèle, on a utilisé les données suivantes : production de 4,45 tonnes/acre/an pour l'année 1995 et facteur d'amélioration annuel de 1,36 %. On s'est servi de la même valeur de rendement pour toutes les régions au Canada et aux États-Unis, et une valeur de 10 % inférieure pour le Mexique. En se basant sur ces renseignements, on a modifié les valeurs par défaut du modèle; elles sont indiquées dans le tableau ci-après. Le facteur d'amélioration annuel a été modifié de manière notable, puisqu'il ne semble y avoir ni tendance apparente dans les données ni efforts importants de recherche dans le but d'améliorer le rendement. Pour le Mexique, on utilise une valeur estimative reposant sur un taux d'humidité inférieur.

**Tableau 5-2 Nouvelles données par défaut pour les rendements en bois**

	États-Unis	Canada	Mexique
Rendement	5,0 tonnes/acre/an	4,0 tonnes/acre/an	3,5 tonnes/acre/an
Taux de croissance	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Année de référence	1996	1996	1996

**5.1.2 Exigences en matière d'engrais**

En ce qui concerne le modèle GHGenius, la quantité d'engrais est exprimée en livres d'engrais par tonne de bois produite. Les exigences sont identiques pour toutes les régions du modèle, bien que les rendements puissent être différents. Les valeurs du modèle sont indiquées dans le tableau suivant. Elles sont relativement basses et reposent sur des données énoncées lors de l'atelier d'examen des données organisé par ceux qui avaient élaboré le logiciel Biocost, tenu au Oak Ridge National Laboratory en 1997.

**Tableau 5-3 Exigences en matière d'engrais pour le bois, intégrées au modèle GHGenius**

	N (lb)	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (lb)	K <sub>2</sub> O (lb)	Chaux (lb)
Peuplier hybride (par tonne de bois)	2,0	1,6	1,1	41,3

REAP Canada (1999) s'est référé à Biocost pour les exigences en matière d'engrais, dans le but de déterminer les effets de la sylviculture à courte rotation. Dans le tableau suivant, on compare les valeurs recommandées tirées des versions canadiennes et américaines de Biocost. Le programme Biocost fournit une estimation exprimée en livres par acre; on a converti cette estimation en livres par tonne en utilisant les données de rendement par défaut dans les modèles. Les États-Unis utilisent un cycle de sept ans pour le peuplier (États des Grands Lacs) et le Canada, un cycle de quatre ans pour le saule.

**Tableau 5-4 Exigences en matière d'engrais pour le bois, intégrées au logiciel Biocost**

	Biocost (États-Unis)		Biocost (Canada)	
	lb/acre/cycle	lb/tonne	lb/acre/cycle	lb/tonne
Azote	270	7,71	178	11,1
Phosphore	20	0,57	42	2,61
Potassium	35	1,0	131	8,2
Chaux	0,0	0,0	0,0	0,0

La version américaine de Biocost présente de légères différences en ce qui concerne les exigences en matière d'engrais pour les sept différentes régions traitées par le modèle; par contre on note clairement certaines différences entre les deux versions de Biocost et les données originales de GHGenius. Cette situation est quelque peu surprenante, étant donné la contribution des mêmes personnes à l'élaboration de ces trois modèles et l'utilisation d'ensembles de données communs. La différence ayant trait au besoin en azote entre GHGenius et Biocost semble découler d'une mauvaise compréhension de la fréquence d'utilisation d'engrais au cours du cycle de sept ans. Dans les documents de Biocost, à certains endroits on parle d'une exigence bisannuelle et ailleurs d'une exigence s'appliquant sur le cycle complet. Selon le logiciel, il s'agit clairement d'une exigence bisannuelle

commençant au cours de la deuxième année. Les variations qui existent entre les deux versions de Biocost découlent d'une approche différente à l'égard des données (Girouard, 2003). La version canadienne est plus prudente et correspond à une situation moyenne, tandis que la version américaine reflète davantage les résultats qui seraient obtenus dans le meilleur des cas et qui ne pourraient peut-être pas être reproduits à long terme.

On a modifié cette version de GHGenius, afin de pouvoir utiliser, pour tous les engrais, des taux d'applications différents pour le Canada, les États-Unis et le Mexique. On utilise les valeurs par défaut tirées des valeurs susmentionnées de Biocost (Canada) et de Biocost (État-Unis). Les valeurs pour le Mexique se situent entre celles du Canada et celles des États-Unis. L'utilisateur peut modifier ces valeurs aux lignes 95 à 137 et aux colonnes B à J de la feuille de données à entrer.

Dans les deux versions de Biocost, les exigences relatives aux applications d'herbicides sont semblables. On applique d'abord un herbicide à très large spectre, comme du *Round Up*, avant de labourer, puis on procède à deux applications d'un produit permettant de détruire les mauvaises herbes. Il y a, dans le rendement et le cycle de récolte, des différences qui influent sur le taux d'application d'herbicides par tonne de produits obtenu. Dans le tableau ci-après, on compare les exigences en matière d'herbicides des deux modèles Biocost et du modèle GHGenius.

**Tableau 5-5 Comparaison des exigences en matière d'herbicides**

	Herbicides/acre/cycle	Livres d'herbicides par tonne de bois
Biocost (États-Unis)	3,0	0,086
Biocost (Canada)	2,4	0,15
GHGenius	-	0,10

La valeur de GHGenius se situe entre les valeurs des deux versions de Biocost. On n'a pas modifié les valeurs par défaut.

### 5.1.3 Culture, récolte et énergie reliée au transport

Il faut réaliser un nombre de labours mécaniques au cours des procédés de culture et de récolte. Pour détruire les mauvaises herbes, on prépare les sites en effectuant un labourage puis en passant deux fois des disques pendant la première année et en procédant à des labours mécaniques les années suivantes. Pour récolter le peuplier, on doit l'abattre, le débusquer et le déchiqeter sur place. On transporte ensuite le bois au site où il sera converti en énergie. On récolte le saule en utilisant une abatteuse-tronçonneuse personnalisée et en déchiqetant les arbres au fur et à mesure qu'ils sont récoltés. Même si les deux techniques sont différentes, les exigences en matière d'énergie sont fort semblables. Dans le tableau suivant, on compare les résultats des deux versions de Biocost aux valeurs par défaut de GHGenius. On n'a pas modifié les valeurs par défaut de GHGenius.

**Tableau 5-6 Comparaison des exigences en matière d'énergie**

	Combustible/acre/cycle	Combustible, gallons US par tonne de bois
Biocost (État-Unis)	76,27 (gallons US)	2,18
Biocost (Canada)	33,72 (gallons US)	2,10
GHGenius	-	2,20

On calcule l'énergie nécessaire pour déplacer le bois de la placette au site de conversion, en fonction du mode de transport et de la distance à parcourir. L'utilisateur indique ces valeurs sur la feuille des données à entrer. Dans le tableau ci-après, on résume les valeurs par défaut.

**Tableau 5-7 Hypothèses relatives au transport**

Mode de transport	Distance moyenne parcourue (milles)	Tonnes expédiées/tonnes produites
Train	150	0,00
Eaux canadiennes	100	0,00
Eaux internationales	0	0,00
Pipeline, tramway, transporteur	0	0,00
Camion	50	1,00

#### 5.1.4 Émissions découlant de l'utilisation des sols

GHGenius calcule les changements de biomasse aérienne et les changements de réserves de carbone du sol à partir de la différence entre la quantité de bois récoltée et ce qu'on aurait pu cultiver sur ces sols. Les changements de teneur en carbone de ce système sont amortis sur la période de la plantation (valeur par défaut de 15 ans) et on applique ensuite un facteur d'actualisation (valeur par défaut de 2 %) afin d'ajuster les résultats de la durabilité prévue du changement. On n'a pas modifié cette méthode ou les valeurs par défaut de GHGenius. L'utilisateur peut modifier les valeurs de la cellule B159 de la feuille W et de la cellule B35 de la feuille B.

## 5.2 DÉCHETS LIGNEUX

Au Canada et aux États-Unis, on peut trouver, dans un certain nombre de régions, des quantités considérables de déchets ligneux qu'il est possible de convertir en énergie. Il s'agit surtout de résidus de scieries ou d'usines de pâte, ou encore de résidus forestiers laissés dans les forêts ou brûlés au site d'exploitation forestière avant la reforestation.

L'utilisation de ces déchets comme matières premières pour produire de l'énergie n'exigerait pas plus d'herbicide ou d'engrais. D'un autre côté, il ne serait également pas possible de tirer avantage de tout changement survenant dans le carbone aérien ou souterrain pouvant résulter de l'exploitation d'une culture énergétique spécifique. On a apporté plusieurs changements au modèle afin de faciliter la modélisation de ce scénario.

### 5.2.1 Méthodologie

On a ajouté une cellule d'entrée (B111) à la feuille de données à entrer dans la section V. Si l'utilisateur souhaite modéliser des déchets ligneux, il doit indiquer 0 dans cette cellule, car la valeur par défaut est 1. On élimine ainsi toutes les émissions liées aux changements du carbone de la biomasse ou du carbone dans le sol.

Il pourrait arriver qu'un utilisateur modélise des résidus forestiers et souhaite ajouter un peu d'engrais pour remplacer les substances nutritives éliminées avec les résidus forestiers. Dans ce cas, on doit modifier les données sur les exigences en matière d'engrais indiquées

aux lignes 98, 130, 133 et 134 de la feuille de données en entrant. S'il s'agit de la modélisation de résidus d'une usine de pâte, alors l'utilisateur doit indiquer 0 à la rubrique des exigences en matière d'engrais.

On doit indiquer de manière appropriée, pour les déchets ligneux, les entrées relatives à l'énergie et à la puissance (ligne 107 de la feuille de données à entrer). On peut mettre 0 pour les résidus d'usines à pâte, ou on peut indiquer la quantité d'énergie nécessaire pour le déchiquetage de résidus forestiers, s'il s'agit de la source de déchets ligneux à modéliser.

### **5.2.2 Transport**

Les exigences en matière de transport des déchets ligneux pourraient être 0 si le produit est consommé là où il est produit. Il pourrait aussi y avoir des exigences relative au transport si beaucoup d'usines expédient leurs déchets à un site principal ou si les résidus forestiers sont transportés au site de conversion en énergie. On doit indiquer les valeurs appropriées aux lignes 65 à 75 de la colonne H de la feuille de données à entrer.

## 6. DE LA BIOMASSE À L'HYDROGÈNE

Le procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse est essentiellement identique au procédé de production d'hydrogène à partir du charbon. Premièrement, la biomasse est gazéifiée, le gaz est traité pour augmenter la teneur en hydrogène, puis l'hydrogène est purifié. Le gaz de synthèse produit à la suite de la gazéification de la biomasse peut renfermer un certain nombre de contaminants, dont des matières particulaires, des goudrons et des composés soufrés et chlorés. Le gaz de synthèse peut également renfermer des quantités importantes de méthane, qui doivent être reformées en gaz de synthèse, selon la composition des matières premières et le type de gazogène utilisé.

Dans un récent rapport préparé en 2002 par la société E<sup>2</sup>S pour le compte du département de l'Énergie des États-Unis, on précise avoir mis à l'essai les technologies de gazéification de la biomasse pour examiner la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène. En ce qui concerne l'hydrogène, on conclut qu'il serait préférable que le gaz présente un rapport élevé hydrogène/monoxyde de carbone, de faibles niveaux d'hydrocarbures, une teneur élevée en azote, une teneur élevée en eau et une température de sortie de 100 °C à 200 °C. Dans le rapport, on compare les caractéristiques d'exploitation d'un grand nombre de gazogènes; les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant présentent un avantage comparativement aux autres types de gazogènes, en ce qui concerne la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène. Voici les conclusions du rapport et les raisons énoncées.

*La gazéification de la biomasse sur lit fluidisé bouillonnant directement chauffé constitue, et de loin, parmi les technologies considérées, celle qui a été le plus largement démontrée. On l'a mise en œuvre dans toutes sortes de conditions (température, pression et débit), en utilisant une variété de biomasses. Pour les applications visant la production de combustibles, de produits chimiques et d'hydrogène, il est préférable que la gazéification se fasse à haute température, comme c'est le cas pour la gazéification du charbon. À des températures au-dessus de 1 200 °C à 1 300 °C, il y a peu sinon aucune production de méthane, il y a formation d'hydrocarbures plus lourds ou de goudrons, et la production de H<sub>2</sub> et de CO est optimisée sans autres étapes de conversion. On exploite le gazogène de biomasse à lit fluidisé bouillonnant Tampella à des températures de l'ordre de 950 °C, ce qui est bien en deçà de la plage susmentionnée. On a utilisé plusieurs gazogènes à lit fluidisé bouillonnant à des pressions élevées qui seraient utilisées pour la synthèse de combustibles et de produits chimiques (> 20 bar). Il est avantageux, pour ces applications, de faire fonctionner le gazogène à une pression supérieure à celle du réacteur de synthèse, afin d'éviter d'avoir recours à un procédé coûteux de compression des gaz, entre les deux étapes. Toutefois, cette dépense est quelque peu contrecarrée par la nécessité d'un équipement plus complexe de manutention de la biomasse solide, situé en amont du gazogène. Il peut être nécessaire de réduire la taille des particules lorsqu'on utilise la plupart des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant; il faudrait probablement faire sécher la biomasse pour augmenter les températures d'exploitation.*

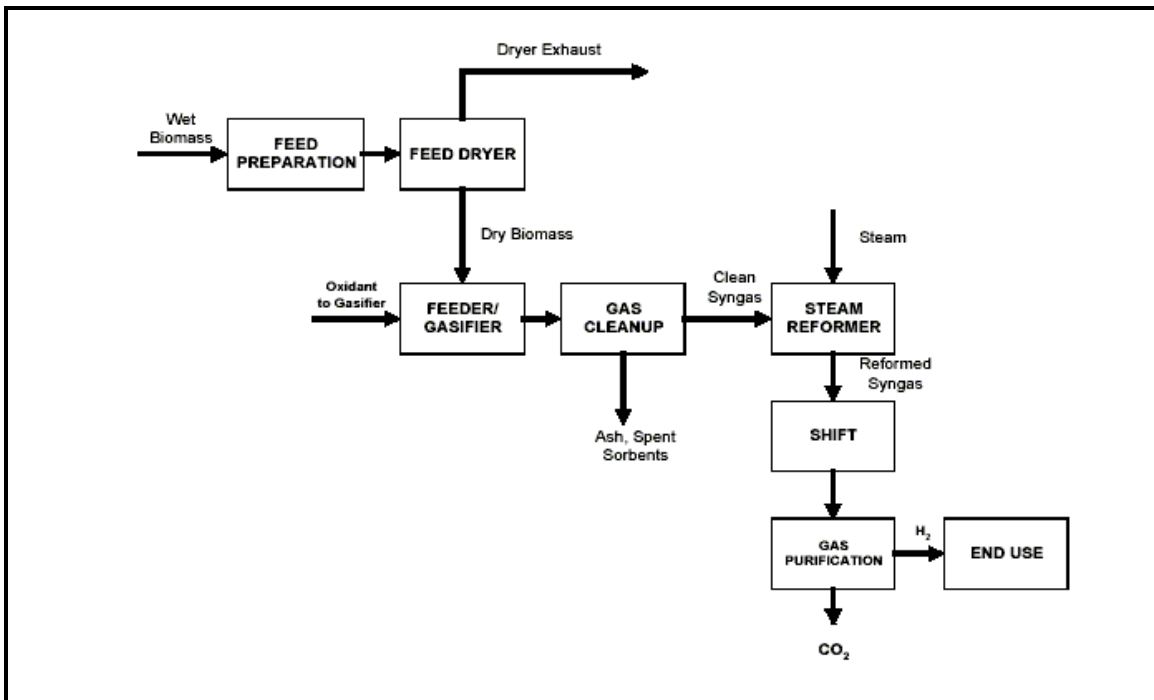
*On a utilisé des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant avec un mélange de matières premières, d'air, d'oxygène et de vapeur. La dilution du gaz de synthèse avec de l'azote nuit tout particulièrement au procédé de synthèse, et on doit normalement prévoir la présence d'une installation de production d'oxygène. On peut varier les quantités relatives d'oxygène et de vapeur dans le but de régler le rapport H<sub>2</sub>/CO du gaz de synthèse, pour qu'il corresponde aux exigences de synthèse. En ce qui a trait à la production d'hydrogène, il est souhaitable d'optimiser la production de H<sub>2</sub> par*

rapport au CO dans le gazogène, en favorisant la conversion catalytique. Le reformage à la vapeur ou l'oxydation partielle du méthane et des hydrocarbures complexes présents dans le gaz de synthèse est nécessaire si l'on souhaite produire uniquement des combustibles ou des produits chimiques. Étant donné le rapport  $H_2/CO$  nécessaire pour la synthèse du méthanol, il y a de fortes chances qu'il faille utiliser un convertisseur ou effectuer une étape de séparation. Toutefois, pour ce qui est de la synthèse des distillats FT, on peut utiliser un catalyseur à base de fer pour régler le rapport dans le réacteur FT. S'il en résulte des rapports  $H_2/CO$  plus élevés, alors la production élevée de  $CO_2$  dans des gazogènes à lit fluidisé bouillonnant n'est pas souhaitable. À l'exception du craquage des goudrons, qu'il serait nécessaire d'effectuer s'il était impossible d'atteindre des températures plus élevées, la purification des gaz serait minime pour les applications de synthèse. Les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant constituent sans doute la dépense en immobilisations la moins coûteuse parmi les technologies de gazéification de biomasse. Il existe suffisamment d'information pour mener des études de définitions de ces systèmes. Il semble donc que les gazogènes à lit fluidisé bouillonnant présentent actuellement un avantage pour produire des combustibles, des produits chimiques et de l'hydrogène.

## 6.1 TECHNOLOGIE DE PRODUCTION

Le gazogène à lit fluidisé bouillonnant conçu par le Gas Technology Institute, anciennement l'Institute of Gas Technology (IGT), est un exemple de ce genre de gazogène. Le schéma fonctionnel ci-après illustre la technologie de production d'hydrogène à partir de biomasse. L'efficacité de cette technologie de gazéification a été démontrée au taux 11 tonnes par jour et permettait de produire un gaz de synthèse destiné à être brûler. Cette technologie n'a pas encore fait ses preuves pour la production d'hydrogène.

Figure 6-1 Conversion de la biomasse en hydrogène



Wet Biomass – Biomasse humide

FEED PREPARATION – PRÉPARATION DES MATIÈRES PREMIÈRES

FEED DRYER – SÉCHAGE DES MATIÈRES PREMIÈRES

Dryer Exhaust – Rejet du procédé de séchage

Dry Biomass – Biomasse sèche

Oxidant to Gasifier – Alimentation du gazogène en comburant

FEEDER/GASIFIER – DISPOSITIF D'ALIMENTATION/GAZOGÈNE

GAS CLEANUP – ÉPURATION DU GAZ

Clean Syngas – Gaz de synthèse épuré

Steam – Vapeur

STEAM REFORMER – REFORMAGE À LA VAPEUR

Reformed Syngas – Gaz de synthèse reformé

SHIFT – Conversion

GAS PURIFICATION – PURIFICATION DU GAZ

END USE – UTILISATION FINALE

Cette technologie n'a pas été véritablement démontrée, mais de nombreuses études techno-économiques ont été menées sur la production d'hydrogène à partir de biomasse (Spath, et coll., 2000, Lau, et coll., 2002, Hamelinck, et coll., 2001). On pourrait concevoir plusieurs configurations pour les systèmes de conversion de la biomasse en hydrogène. La plupart produisent de l'hydrogène et un peu d'électricité, et le rapport des deux produits peut varier selon les configurations. Pour ce qui est de la modélisation de base, on se référera aux travaux de Hamelinck, car, parmi toutes les études, ses travaux publiés sont les plus complets en ce qui concerne le bilan de masse et le bilan d'énergie. Parmi les cinq configurations du procédé de conversion de la biomasse en hydrogène qui ont été étudiées, trois faisaient appel à un gazogène IGT et une servait à optimiser la production d'hydrogène. Les entrées et les sorties nécessaires pour ce procédé sont précisées dans le tableau suivant. Les exigences en matière d'électricité sont les exigences nettes après avoir pris en considération la production d'électricité à la fin du procédé et les demandes totales en électricité du procédé. Dans ce cas-ci, le taux d'humidité du bois nécessaire à l'entrée doit être inférieur à 30 %. L'efficacité thermique est d'environ 60 %, ce qui est comparable au pourcentage indiqué dans plusieurs études.



**Tableau 6-1 Masse et énergie nécessaires à la production d'hydrogène à partir de biomasse**

	Usine	Entrées du modèle
Hydrogène produit	259 MW <sub>th</sub>	1 million de BTU
Biomasse	430 MW <sub>th</sub>	198,9 lb
Électricité requise	1 MW	1,13 kWh

Aucun des rapports identifiés renfermant des données sur le bilan de masse et le bilan d'énergie du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse ne renferme des renseignements sur les émissions globales produites par les systèmes de gazéification. Deux rapports traitant de la gazéification de la biomasse pour produire de l'électricité contenaient de l'information sur les émissions. Dans le tableau ci-après, on compare les résultats de ces deux rapports (Mann et Spath, 1997, et EREN du département de l'Énergie des États-Unis) à ceux du document AP-42 sur la combustion du bois. On y indique également les valeurs choisies pour le modèle, lesquelles ont été retenues en fonction des autres valeurs du tableau, en plus de prendre en considération les valeurs pour les chaudières alimentées au bois.

**Tableau 6-2 Facteurs d'émission : gazéification de la biomasse**

	Mann	EREN	AP-42	GHGenius
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Rejets d'aldéhydes (HCHO)			2,4	0,5
Évaporation ou fuite de combustible				0,0
Rejet de CONM	150	10,0	6	10,0
Rejet de CH <sub>4</sub>	0,08		9,5	2,0
CO	0,25	21,8	270	50
N <sub>2</sub> O			6	4
NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> )	140	68,2	100-225	75
SO <sub>x</sub> (SO <sub>2</sub> )	74	85,6	11	valeur calculée
MP	1,1			
MP10			18-227	25
MP2,5			16-195	25

Ces nouveaux facteurs pour le GHGenius ont été utilisés pour les procédés de production de méthanol à partir du bois. Antérieurement, les facteurs d'émission pour ce procédé de production de combustibles étaient identiques à ceux utilisés pour le procédé de production d'éthanol à partir du bois. Par contre, ces deux procédés sont sensiblement différents et ces facteurs représenteraient davantage le procédé de production de méthanol à partir de bois. Ces facteurs ne sont qu'une estimation et ne reposent nullement sur des données d'essais. On pourrait toutefois les mettre à jour si des données devenaient disponibles.

## 6.2 ÉMISSIONS EN AMONT

On présente les émissions en amont pour la conversion de biomasse en hydrogène, pour deux scénarios : production de biomasse par sylviculture à courte rotation et utilisation des résidus d'usines de pâte comme matières premières. Les usines produisent de l'hydrogène comprimé et utilisent les valeurs par défaut du modèle, c'est-à-dire transport en pipeline sur 300 milles, puis transport par camion sur 100 milles, depuis la production jusqu'au site de distribution.

En ce qui a trait à la sylviculture à courte rotation, on suppose que 15 % du bois provient de terrains forestiers conventionnels, 70 % de terres agricoles nues et 15 % de terres agricoles existantes. Dans le tableau suivant, on compare les émissions en amont et les émissions du reformage du méthane à la vapeur. Les valeurs des émissions nettes sont voisines le zéro, en raison des changements des teneurs en carbone du sol et de la biomasse, résultant des pratiques forestières.

**Tableau 6-3 Émissions de gaz à effet de serre en amont du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse, 2003**

Combustible	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Gaz naturel	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637
Distribution et entreposage du combustible	9 896	9 896
Production du combustible	77 653	2 333
Transport des matières premières	3 384	722
Récupération des matières premières	5 647	4 361
Changement d'utilisation des sols, culture	0	-21 462
Fabrication d'engrais	0	3 294
Fuites de gaz et brûlage	5 423	0
CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S extraits du gaz naturel	967	0
Émissions déplacées	0	0
Total	106 606	2 780

Dans le tableau suivant, on indique les résultats lorsque des résidus de bois sont utilisés plutôt que des arbres cultivés à cet effet. Il n'y a aucune exigence en matière d'engrais, mais on suppose qu'on devra néanmoins transporter le bois en camion depuis plusieurs sites jusqu'au site principal de production d'hydrogène. Dans ce cas, les émissions sont plus élevées, car il n'y a aucune fixation du gaz carbonique attribuable à la production de biomasse. Les émissions sont cependant très faibles comparativement à celles produites lors du reformage du méthane à la vapeur.

**Tableau 6-4 Émissions de gaz à effet de serre en amont du procédé de production d'hydrogène à partir de biomasse résiduelle, 2003**

Combustible	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Gaz naturel	Résidus de bois
	Grammes/millions de BTU	Grammes/millions de BTU
Distribution du combustible	3 637	3 637
Distribution et entreposage du combustible	9 896	9 896
Production du combustible	77 653	2 333
Transport des matières premières	3 384	722
Récupération matières premières	5 647	0
Changement d'utilisation des sols, culture	0	116
Fabrication d'engrais	0	0
Fuites de gaz, brûlage	5 423	0
CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S extraits du gaz naturel	967	0
Émissions déplacées	0	0
<b>Total</b>	<b>106 606</b>	<b>16 704</b>

### 6.3 CYCLE DE VIE DES ÉMISSIONS

Dans le tableau ci-après, on indique, pour le Centre du Canada, le cycle de vie complet des émissions de gaz à effet de serre découlant de la production d'hydrogène produit à partir de biomasse. L'hydrogène est utilisé dans un véhicule à piles à combustible. À titre de comparaison, on présente des données sur les émissions provenant de l'essence utilisée dans les moteurs à combustion interne des véhicules et celles produites lors de la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

**Tableau 6-5 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules légers (2003)**

	Essence	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	113 ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel100	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	339,8	0,0	0,03
Distribution du combustible	0,5	8,9	8,9
Distribution et entreposage du combustible	6,3	24,1	24,1
Production du combustible	63,2	189,1	5,7
Transport des matières premières	0,9	8,2	1,8
Production des matières premières et des engrais	49,7	13,8	-33,6
Fuites de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> , brûlage	14,2	15,6	0,0
Émissions déplacées par des co-	0,0	0,0	0,0

produits			
Total partiel (cycle du combustible)	<b>474,6</b>	<b>259,7</b>	<b>6,8</b>
% Changements (cycle du combustible)	2,9	-43,7	-98,5
Montage et transport des véhicules	8,1	9,0	8,9
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage), production et utilisation d'huile de graissage	74,0	80,7	80,7
Total	<b>556,8</b>	<b>349,3</b>	<b>96,4</b>
% Changements à l'essence reformulée (total)	-0,0	-37,3	-82,7

Les résultats pour les véhicules lourds, comme les autobus, sont donnés dans le tableau suivant, y compris la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur.

**Tableau 6-6 Émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie complet, conversion de la biomasse en hydrogène, véhicules lourds (2003)**

	Diesel	Hydrogène	Hydrogène
Norme du combustible	500 ppm S	CH <sub>2</sub>	CH <sub>2</sub>
Matières premières	Pétrole brut	Gaz naturel 100	Sylviculture à courte rotation
	Grammes/mille	Grammes/mille	Grammes/mille
Utilisation de véhicules	2 134,7	0,2	0,2
Distribution du combustible	3,0	55,0	55,0
Distribution et entreposage du combustible	33,6	149,8	149,8
Production du combustible	160,3	1 175,3	35,3
Transport des matières premières	5,2	51,2	10,9
Production des matières premières et des engrais	295,3	85,5	-209,0
Fuites de CH <sub>4</sub> et de CO <sub>2</sub> , brûlage	92,8	96,7	0,0
Émissions déplacées par des co-produits	0,0	0,0	0,0
<b>Total partiel (cycle du combustible)</b>	<b>2 724,9</b>	<b>1 613,7</b>	<b>42,3</b>
% Changements (cycle du combustible)	--	-40,8	-98,4
Montage et transport des véhicules	14,6	19,1	19,1
Matériaux dans les véhicules (y compris l'entreposage), production et utilisation de l'huile de graissage	61,8	90,8	90,8
<b>Total</b>	<b>2 801,2</b>	<b>1 723,6</b>	<b>152,2</b>
% Changements (total)	--	-38,5	-94,6

## 7. BIBLIOGRAPHIE

Amos, W. A. 1998. Costs of Storing and Transporting Hydrogen. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-570-25106, novembre 1998.

Coal Association of Canada. 2003. Coal Stats. <http://www.coal.ca/coalincan.htm>

E<sup>2</sup>S. 2002. Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production. Prepared for OD Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, J.P. Ciferno, J.J. Marno, juin 2002.

Eliasson, B., Bossel, U. 2002. The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Presented at Fuel Cell world, Lucerne, Switzerland, juillet 2002.

Environnement Canada. 2002. Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990-2000. Division des gaz à effet de serre. Environnement Canada. [www.ec.gc.ca/pdb/ghg](http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg)

Fording Coal Limited. 2001. 1999 Report to the Voluntary Challenge and Registry Inc. <http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0657-FORDINGCOAL-PDF.PDF>

Girouard, P., Walsh, M.E., Becker, D.A. 1999. Biocost-Canada: A New Tool to Evaluate the Economic, Energy and Carbon Budgets of Perennial Energy Crops. Présenté à la quatrième Biomass Conference of the Americas, du 29 août au 2 septembre, Oakland, Californie, 1999.

Girouard, P. 2003. Private Communication, juin 2003.

Hamelinck, C.N., Faaij, A.P.C. 2001. Future Prospects for Production of Methanol and Hydrogen from Biomass. Universteit Utrecht, septembre 2001. NWS-E-2001-49. ISBN 90-73958-84-9.

Lau, F. S., Zabransky, R., Bowen, D.A., Kinoshita, C.M., Turn, S.Q., Hughes, E.E. 2002. Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production by Gasification of Biomass. Proceedings of the 2002 US DOE Hydrogen Program Review. NREL/CP-610-32405.

Linde. 1997. Reports on Science and Technology. Hydrogen –a Clean Energy Carrier. N° 58, 1997. ISSN 0942-5268.

Luscar Ltd. 2002. Action Plan 2002. <http://www.vcr-mvr.ca/challenge/registry/out/C0683-LUSCAR-02-PDF.PDF>

Mann, M., Spath P. 1997. Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle Power System. NREL. [http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/life\\_cycleall.pdf](http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/life_cycleall.pdf)

Mitretek Systems. 2002. Hydrogen from Coal. Prepared for US DOE NETL, juillet 2002. Numéro de contrat DE-AM26-99FT40465.

REAP. 1999. The Implications of Growing Short-Rotation Tree Species for Carbon Sequestration in Canada. Prepared for The Joint Forest Sector Table/Sinks Table, avril, 1999.

RNCAN. 1997. Perspectives énergétiques du Canada 1996-2020, avril 1997.

Spath, P.L., Lane, J.M., Mann, M. K., Amos, W. A. 2000. Update of Hydrogen from Biomass-Determination of the Delivered Cost of Hydrogen. Milestone Report for the US Department of Energy's Hydrogen Program, avril 2000.

US DOE. 2002. Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons. Parsons Infrastructure and Technology Group Inc.

US DOE. Energy Efficiency and Renewable Energy Biopower Program. Gasification-Based Biomass. <http://www.eere.energy.gov/biopower/bplib/library/gasificationbased.pdf>

Walsh, M.E., Becker, D. 1996. Biocost: A Software Program to Estimate the Cost of Producing Bioenergy Crops. Proceedings, Bioenergy '96 –The Seventh National Bioenergy Conference: Partnerships to develop and Apply Biomass Technologies, du 15 au 20 septembre 1996, Nashville, Tennessee.