ECO RESSOURCES CONSULTANTS

Étude de l'utilisation du diesel renouvelable produit par hydrogénation comme carburant de remplacement en Amérique du Nord – Rapport final

Rapport final

Ressources naturelles Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

Pour de plus amples renseignements, communiquez avec :

Natalie Lambert

Gestionnaire de projet, Énergie

Téléphone : 514-562-8651

Courriel : natalie.lambert@ecoressources.com

30 mars 2012

Sommaire

En 2011, 27 gouvernements nationaux et 29 gouvernements d'États et de provinces, y compris de l'Europe, six pays de l'Amérique du Sud, six pays de l'Asie, le Canada, les États-Unis, le Costa Rica et la République dominicaine, ont adopté des politiques imposant l'utilisation d'une quantité minimale de sources d'énergie renouvelables de remplacement au diesel.

Le 29 juin 2011, le gouvernement du Canada enregistrait un règlement modifiant le *Règlement sur les carburants renouvelables* qui a ensuite été publié le 20 juillet 2011[1]. En vertu des modifications, l'exigence relative au contenu renouvelable de 2 p. 100 du diesel et du mazout de chauffage devait entrer en vigueur le 1er juillet 2011. Selon le *Règlement sur les carburants renouvelables*, le biodiesel à base d'ester et le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) sont tous les deux admissibles à titre de contenu renouvelable pouvant être utilisé pour répondre aux exigences du Règlement. Bien que le biodiesel soit le carburant de remplacement au diesel le plus couramment utilisé, les parties réglementées manifestent de plus en plus d'intérêt à l'égard du DRPH pour répondre aux exigences, même si à l'heure actuelle ce carburant n'est produit qu'en Europe, en Asie du Sud-Est et aux États-Unis[2,3]. La présente étude a pour but d'évaluer la possibilité de produire et d'utiliser le DRPH au Canada.

Le biodiesel et le DRPH peuvent être produits avec les mêmes matières premières, toutefois, en raison des différents processus de transformation utilisés, leur composition chimique et leurs propriétés physiques sont fort différentes. La figure I illustre la différence entre les modes de production du biodiesel et du DRPH et leurs sous-produits. Le biodiesel est produit par transestérification et a comme sous-produit le glycérol, alors que le DRPH est produit par hydrotraitement et a comme sous-produits le propane, le monoxyde de carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO_2).

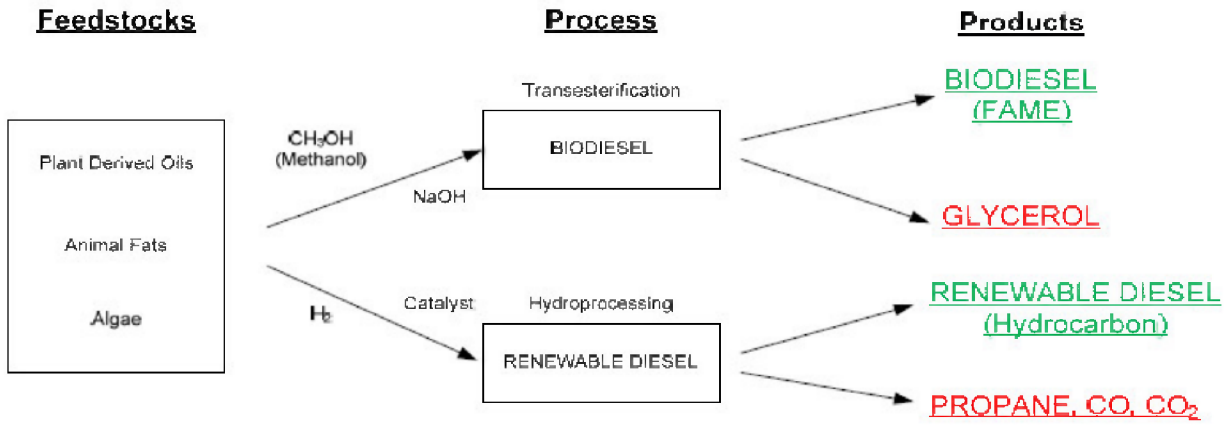
---

[1] Gazette du Canada. *Règlement modifiant le* Règlement sur les carburants renouvelables, publié le 20 juillet 2011.

[2] ÉcoRessources Consultants. *Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable – projet infrastructure*, préparé pour Ressources naturelles Canada, mai 2010.

[3] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

FIGURE I – MATIÈRES PREMIÈRES, MODES DE PRODUCTION ET PRODUITS DU BIODIESEL ET DU DRPH



Traduction :

- Feedstocks = Matières premières; Plant Derived Oils = Huiles végétales; Animal Fats = Graisses animales; Algae = Algues; Methanol = Méthanol.
- Process = Transformation; Transesterification = Transestérification; Biodiesel = Biodiesel; Hydroprocessing = Hydrotraitement; Renewable Diesel = Diesel renouvelable.
- Products = Produits; Biodiesel (FAME) = Biodiesel (EMAG); Glycerol = Glycérol; Renewable Diesel (Hydrocarbon) = Diesel renouvelable (Hydrocarbures); Propane, CO, CO_2 = Propane, CO, CO_2.

Source : Hoekman, S. K., Gertler, A., Brock, A. et Robbins, C. (Desert Research Institute) et Natarajan, M. (Marathon Petroleum Company). *Production and Properties of Biodistillate Transportation Fuels*, exposé présenté à l'International Speciality Conference: Leapfrogging Opportunities for Air Quality Improvement de l'Air and Waste Management Association, mai 2010, Chine.

Le DRPH peut être produit avec pratiquement tout type de biomatière première renouvelable. Les graisses animales et les huiles végétales, lesquelles sont principalement composées de triglycérides, sont les matières premières les plus couramment utilisées pour produire le biodiesel. Par contre, une plus vaste gamme de matières premières peuvent servir à la production du DRPH pour deux principales raisons : 1) le degré d'insaturation des molécules des matières premières ne pose pas problème puisque l'hydrotraitement permet d'obtenir des hydrocarbures paraffiniques lesquels sont pleinement saturés et n'ont pas une faible résistance à l'oxydation comme c'est le cas avec les esters méthyliques non saturés du biodiesel[4,5]; et 2) au cours de l'hydrotraitement pour produire le DRPH, les acides gras libres (AGL) sont facilement convertis en paraffine, alors que dans la production du biodiesel, ils peuvent réagir avec les catalyseurs alcalins et produire du savon. Par conséquent, la teneur en AGL des matières premières n'est pas une préoccupation pour la production de DRPH[6].

---

[4] Il convient de noter que la transestérification peut être suivie par une étape d'hydrogénation pour saturer les doubles liaisons du biodiesel. Cette étape supplémentaire permet d'utiliser une plus grande gamme de matières premières pour produire le biodiesel et accroître la stabilité du produit.

[5] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. « Biodistillate Transportation Fuels 1. Production and Properties », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 2, nº 2, p. 185, mars 2009.

[6] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

Le DRPH peut également être produit avec des matières premières lignocellulosiques notamment celles provenant des résidus des industries de l'agriculture et des pâtes et papiers; toutefois, une transformation supplémentaire doit être effectuée avant l'hydrotraitement. À l'heure actuelle, aucune installation de production du DRPH n'utilise la biomasse lignocellulosique, cependant bon nombre d'études sont actuellement en cours pour optimiser l'utilisation de ces matières premières plus diversifiées qui ne font pas concurrence aux cultures vivrières[7].

Les matières premières les plus couramment utilisées en Europe pour produire le DRPH sont l'huile de palme, l'huile de colza, le suif, la graisse jaune, l'huile de jatropha et l'huile de cameline. En Asie du Sud-Est, on a exclusivement recours à l'huile de palme, alors qu'aux États-Unis, on utilise pour l'instant que le suif, quoique le soja pourrait aussi être utilisé. Au Canada, les matières premières disponibles pour produire le biodiesel, comme le colza, le soja, le suif et la graisse jaune, pourraient servir à la production du DRPH.

Un des avantages du processus de production du DRPH est qu'il a recours à la technologie de raffinage déjà au point. Les raffineries classiques se servent déjà d'unités d'hydrotraitement pour désulfurer les distillats fractionnés, y compris le carburant diesel. Par conséquent, cette même technologie peut être appliquée à l'hydrotraitement des huiles renouvelables pour produire du DRPH. Ceci peut être fait soit en transformant simultanément les matières premières renouvelables et les matières premières habituelles pour le carburant diesel ou en construisant une unité d'hydrotraitement autonome qui servira exclusivement à la production du DRPH. La transformation simultanée a comme avantage qu'elle permet de réduire considérablement les coûts des investissements, puisque les matières premières renouvelables peuvent être transformées par l'unité d'hydrotraitement en place. Il faut toutefois arrêter le réacteur quand on passe d'un mode de fonctionnement à l'autre et apporter les changements nécessaires au lit de catalyseur et aux conditions d'exploitation. En outre, en raison de la plus grande quantité d'hydrogène requise et de la nature hautement exothermique de l'hydrotraitement des matières premières, la transformation simultanée de mélanges de matières premières d'un pourcentage supérieur à 10 à 15 p. 100 peut poser des défis, bien que la transformation simultanée de mélanges pouvant atteindre 30 p. 100 a déjà été effectuée avec succès[8,9]. Il est possible de transformer des mélanges d'un pourcentage plus élevé dans les conditions d'exploitation adéquates.

La transformation simultanée pose, dans le marché américain, une autre préoccupation : le DRPH transformé simultanément avec du diesel classique n'est pas admissible aux utiles crédits du numéro d'identification du carburant renouvelable de la catégorie D4 (D4 RIN) octroyés pour les biocarburants à base de biomasse de type B, en vertu de la *Renewable Fuels Standard* (RFS2) des États-Unis[10]. Afin d'être admissible au D4 RIN, le DRPH doit être transformé séparément des matières premières habituellement utilisées pour produire le diesel (en plus de répondre à d'autres exigences de la RFS2, comme celles liées au rendement environnemental).

---

[7] Holmgren, J., Gosling, C., Couch, K., Kalnes, T., Marker, T., McCall, M. et Marinangeli, R. (UOP-Honeywell). « Refining Biofeedstock Innovations », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2007.

[8] Egeberg, R., Michaelsen, N. et Skyum, L. *Novel Hydrotreating Technology for Production of Green Diesel*, Haldor Topsøe, date inconnue.

[9] Communications personnelles.

[10] La transformation simultanée du DRPH est admissible au D5 RIN dans la catégorie des biocarburants avancés de type A; toutefois, à l'heure actuelle, ces RIN se négocient à environ la moitié du prix du D4 RIN.

Les unités d'hydrotraitement autonomes pour les matières premières renouvelables ont comme avantage qu'elles sont adaptées à la production du DRPH et ainsi optimisées. Elles peuvent être construites en tant qu'installations supplémentaires aux raffineries déjà en place pour tirer parti de la capacité actuelle de production d'hydrogène et rationaliser la gestion des gaz recyclés. Le DRPH peut également être mélangé au diesel classique après la transformation à la raffinerie avant d'être acheminé aux terminaux, ou il peut être tenu séparé en vue de sa distribution et de sa vente à l'état pur. Le pourcentage du mélange peut être établi à court préavis selon les conditions changeantes du marché sans avoir à modifier les conditions d'exploitation.

Toutefois, une installation de production autonome a comme inconvénient évident que les coûts des immobilisations sont élevés pour la construction de l'infrastructure supplémentaire requise. Afin que la construction d'une telle installation soit rentable, l'opérateur doit tirer parti des économies d'échelle en produisant du diesel renouvelable en grand volume. La transformation simultanée permet au raffineur de mélanger de petits volumes de DRPH à un coût des immobilisations moins élevé (lesquelles sont principalement liées à la réception, à l'entreposage et à la transformation des matières premières).

La décision de recourir à la transformation simultanée ou à une installation autonome pour produire le DRPH sera grandement fonction des conditions locales. Aux États-Unis, toutefois, il est peu probable que la transformation simultanée soit privilégiée à court ou à moyen terme en raison des prix de RIN peu favorables comparativement au DRPH produit par une unité autonome conformément à la RFS2.

On trouve au tableau 1, une comparaison de quelques propriétés du diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS), du biodiesel et du DRPH. La teneur en oxygène du DTFTS et du DRPH est de zéro, alors qu'elle est d'environ 11 p. 100 en poids pour le biodiesel. De ce fait, la teneur en carbone par poids du biodiesel est moins élevée et, par conséquent, le contenu énergétique par poids est inférieur. Comme on peut le constater dans le tableau, le contenu énergétique du biodiesel est d'approximativement 39 MJ/kg, alors que celui du DTFTS et du DRPH est près de 43 à 44 MJ/kg. Toutefois, le DRPH est aussi moins dense que le biodiesel, ce qui signifie que le contenu énergétique par volume n'est qu'un peu plus élevé que celui du biodiesel (~121 000 à 122 000 BTU/gal ou ~32 000 BTU/litre), ce qui est moins élevé que celui du DTFTS (~130 000 BTU/gal ou ~34 000 BTU/litre). On peut également voir que le taux de cétane du DRPH est légèrement plus élevé que celui du DTFTS ou du biodiesel.

TABLEAU I – PROPRIÉTÉS DU DTFTS, DU BIODIESEL ET DU DRPH (DIESEL RENOUVELABLE)

Propriété	Pétrole nº 2 DTFTS	Biodiesel (EMAG)	Diesel renouvelable
Carbone, % en poids	86.8	76.2	84.9
Hydrogène, % en poids	13.2	12.6	15.1
Oxygène, % en poids	0.0	11.2	0.0
Masse volumique	0.85	0.88	0.78
Taux de cétane	40-45	45-55	70-90
T_{90}, °C	300-330	330-360	290-300
Viscosité, mm^2/s @ 40 °C	2-3	4-5	3-4
Contenu énergétique (Pci)			
Masse, MJ/kg	43	39	44
Masse, BTU/lb	18 500	16 600	18 900
Vol., 1 000 BTU/gal	130	121	122

Source : Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A., et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

À l'heure actuelle, aucune norme sur les carburants ne vise uniquement le DRPH, à l'état pur ou mélangé. Le DRPH est composé des mêmes types d'hydrocarbures que le diesel classique et, par conséquent, est assujetti aux mêmes normes que le diesel nº 2 ou le DTFTS, à savoir la norme CGSB 3.517 au Canada, ASTM D975 aux États-Unis et EN 590 en Europe[11]. Étant donné que le DRPH est un carburant qui est entièrement fongible avec le DTFTS, les besoins en infrastructure pour mélanger le DRPH et le DTFTS sont minimes et ont principalement trait à la gestion des stocks[12,13]. Aucun grand problème de compatibilité avec l'équipement des véhicules n'a été constaté[14,15,16].

La figure II présente les avantages en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES) que présentent le biodiesel et le DRPH produits avec différentes matières premières, comparativement au diesel tiré de combustibles fossiles (ces analyses n'incluaient pas les changements indirects à l'utilisation des terres). Comme on peut le constater dans la figure, c'est le DRPH provenant du suif qui offre les plus grands avantages en matière de GES. Il convient de noter qu'il existe très peu d'études sur les répercussions du DRPH sur les GES par rapport au nombre d'études menées sur le biodiesel. À mesure que la popularité du DRPH grandira et qu'un plus grand nombre d'études seront menées, un portait plus précis des avantages en matière de GES (ou des inconvénients) liés à l'utilisation du DRPH par rapport au diesel (ou au biodiesel) sera établi.

---

[11] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

[12] ÉcoRessources Consultants. *Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable – projet infrastructure*, préparé pour Ressources naturelles Canada, mai 2010.

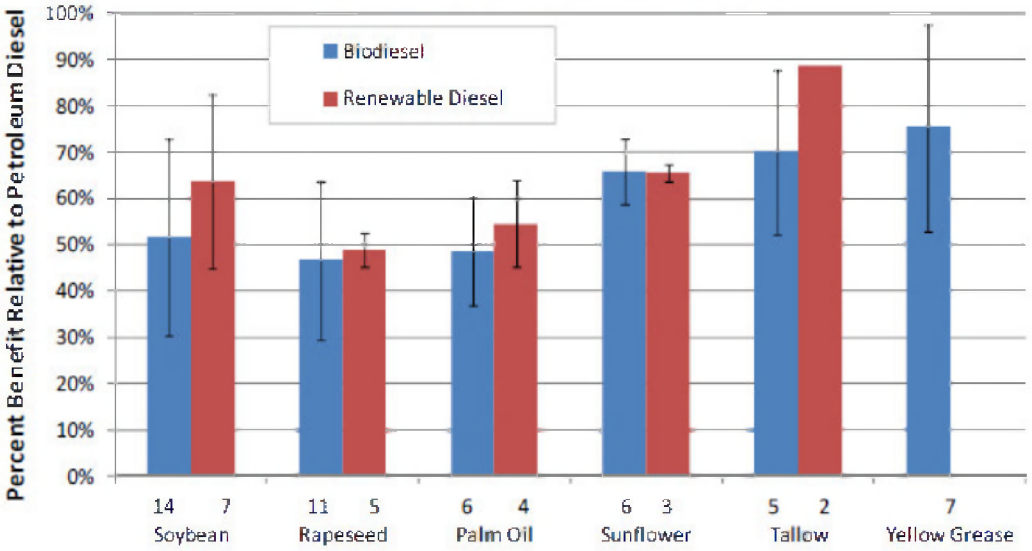
[13] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

[14] Rilett, J., Gagnon, A. (Climate Change Central). *Renewable Diesel Characterization Study*, étude publiée en août 2008.

[15] Climate Change Central. *Alberta Renewable Diesel Demonstration*, publié en février 2009.

[16] Neste Oil. *Pilot test shows: Less CO2 emissions with new diesel from renewable energy sources*, communiqué diffusé le 9 juin 2009.

FIGURE II – AVANTAGES EN MATIÈRE DE GES DU BIODIESEL ET DU DRPH PROVENANT DE DIVERSES MATIÈRES PREMIÈRES, PAR RAPPORT AU DIESEL



Traduction:

- Percent Benefit Relative to Petroleum Diesel = Pourcentage des avantages par rapport au diesel du pétrole.
- Soybean = Soja; Rapeseed = Huile de colza; Palm Oil = Huile de palme; Sunflower = Tournesol; Tallow = Suif; Yellow Grease = Graisse jaune.

Note : Le chiffre sous chaque barre indique le nombre d'études utilisées pour obtenir des données moyennes.

Source : Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodiesel Chemistry, Carbon Footprint and Regional Fuel Quality*, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en février 2011.

Les États-Unis et le Canada ont des politiques qui appuient l'utilisation des carburants renouvelables. En juillet 2011, le gouvernement du Canada a appliqué une partie de son *Règlement sur les carburants renouvelables* en imposant aux producteurs et aux importateurs de carburant au Canada une teneur moyenne annuelle de 2 p. 100 en carburant renouvelable dans le carburant diesel ou le mazout de chauffage, ce qui correspond à environ 400 millions de litres en 2012 (sans tenir compte du Québec, des territoires et des provinces de l'Atlantique[17]). Ce volume augmentera avec la demande pour atteindre approximativement 900 millions de litres en 2035[18,19]. Si l'on présume un rendement de production moyen du DRPH de 80 p. 100 par masse (75 p. 100 en hiver, et 85 p. 100 en été)[20], approximativement 390 000 tonnes de matières premières seraient requises pour produire 400 millions de litres (312 000 tonnes) de DRPH. Le rendement de production ne varie pas beaucoup selon le type de matière première[21]. Aux fins de comparaison, la production totale d'huile de colza et de soja au cours de la

[17] Les territoires et Terre-Neuve-et-Labrador sont exemptés en permanence du Règlement. Le Québec et le reste des provinces de l'Atlantique sont exemptés temporairement jusqu'au 31 décembre 2012.

[18] Pour obtenir une description détaillée de la façon de calculer les volumes demandés prévus, voir la section 3.3.1 du document intitulé *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*, publié en 2010 par ÉcoRessources Consultants.

[19] Ressources naturelles Canada. *Perspectives énergétiques du Canada : scénario de référence*, 2006.

[20] Communications personnelles.

[21] Communications personnelles.

campagne agricole de 2010-2011 au Canada s'élevait à 2,7 millions tonnes et à 270 000 tonnes, respectivement[22], et environ 400 000 tonnes de suif sont produites chaque année[23].

En novembre de chaque année, l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis établit des normes pour les volumes requis, en vertu de la RFS2, des différents types de biocarburants pour l'année suivante. En 2012, 4,5 milliards de litres de DRPH pourraient être utilisés pour répondre aux exigences de la catégorie des biocarburants avancés de la RFS2[24,25,26,27]. Avec le même rendement de production moyen de 80 p. 100 pour le DRPH, approximativement 4,78 millions de tonnes de matières premières pourraient être requises pour produire 4,5 milliards de DRPH. Le suif est utilisé comme matière première pour la production actuelle et prévue de DRPH aux États-Unis, bien que les usines pourraient aussi utiliser l'huile de soja comme matière première. En 2010, 815 000 tonnes de suif fondu et 8,6 millions de tonnes d'huile de soja ont été produites aux États-Unis.

Les tableaux II et III ci-dessous présentent un sommaire de la capacité de production actuelle et proposée du DRPH à l'échelle mondiale par des installations autonomes et de transformation simultanée. Comme on peut le constater, la capacité actuelle à l'échelle mondiale est de 2,8 milliards de litres par an (2 525 ML/an pour les installations autonomes et 300 ML/an pour la transformation simultanée), et passera à 3,3 milliards de litres par an lorsque l'usine Valero/Darling commencera ses activités à la fin de 2012. Une grande partie de cette capacité est produite à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Si l'on inclut l'usine Valero/Darling, la capacité totale en Amérique du Nord à la fin de 2012 s'élèvera à 800 millions de litres par an.

---

[22] Canadian Oilseed Processors Association (COPA). *COPA Monthly*, décembre 2011/janvier 2012.

[23] Coopération économique de la zone Asie-Pacifique (APEC). *APEC Biofuels – Canada Biofuels Activities*, site Web consulté le 12 février 2012. http://www.biofuels.apec.org/me_canada.html

[24] En 2012, l'exigence de la RFS2 pour les biocarburants avancés était de 7,6 milliards de litres (2 milliards de gallons, voir la note nº 25). L'EPA confère au DRPH une valeur d'énergie équivalente de 1,7 (voir la note nº 26); par conséquent, seulement 4,5 milliards de litres de DRPH seraient requis pour répondre à l'exigence de 7,6 milliards de litres.

[25] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *Regulatory Announcement: EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards*, EPA-420-F-11-044, publié en décembre 2011.

[26] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *Regulation of Fuels and Fuel Additives: Changes to Renewable Fuel Standard Program*, [EPA–HQ–OAR–2005–0161; FRL–9112–3] publié dans le *Federal Register*, vol. 75, nº 58, 26 mars 2010.

[27] En vertu de la RFS2, chacune des quatre nouvelles catégories de carburant doit répondre aux critères de réduction des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 pour les carburants tirés du pétrole : réduction minimale de 20 p. 100 pour les carburants de type R en général; réduction de 50 p. 100 pour les carburants de types A et B; et réduction de 60 p. 100 pour les carburants de type C.

TABLEAU II – SOMMAIRE DES USINES AUTONOMES DE DRPH EXISTANTES ET PROPOSÉES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE*

Entreprise	Emplacement de l'installation	État	Date de début	Coûts des investissements ($ US)	Principales matières premières utilisées	Capacité (ML/an)	Source
Neste Oil	Porvoo, Finlande	Opérationnelle	2007	130 millions $	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	215	[1]
Neste Oil	Porvoo, Finlande	Opérationnelle	2009	130 millions $	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	215	[1]
Neste Oil	Tuas, Singapore	Opérationnelle	2011	725 millions $	Huile de palme	906	[2]
Neste Oil	Rotterdam, Pays-Bas	Opérationnelle	2010	1 milliard $	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	906	[3]
Dynamic Fuels (coentreprise de Syntroleum et Tyson Foods)	Geismar, Louisiane	Opérationnelle	2010	150 millions $	Graisse animale Huile de soja	283	[4]
CAPACITÉ ACTUELLE TOTALE						**2 525 ML/an**	
Coentreprise de Valero et Darling	Norco, Louisiane	En construction	Date de début prévue : T4 2012	330 millions $	Graisse animale Huile de soja	509	[5]
CAPACITÉ ACTUELLE + FUTURE TOTALE (FERME)						**3 034 ML/an**	
Biocarburants UPM	Lappeenranta, Finlande	Début de la construction à l'été 2012	Date de début prévue : 2014	200 millions $	Tallöl (pin)	117	[6]
CAPACITÉ ACTUELLE + FUTURE TOTALE (POSSIBLE)						**3 151 ML/an**	

*Liste non complète des usines connues

[1]Schill, S. R. « Heeding Hydrogenation », *Biodiesel Magazine*, publié en ligne le 15 mars 2007.
[2]Neste Oil. *Neste Oil celebrates the grand opening of its ISCC-certified renewable diesel plant in Singapore*, communiqué diffusé le 8 mars 2011.
[3]Green Car Congress. *Neste Oil to Build $1B NExBTL Renewable Diesel Plant in Rotterdam*, publié en ligne le 13 juin 2008.
[4]Syntroleum. *Syntroleum Announces Third Quarter Results and October Production Update*, communiqué diffusé le 8 novembre 2011.
[5]Stuckey, M. « Valero begins construction of $330 million renewable diesel plant in Norco », *St Charles Herald Guide*, 6 octobre 2011.
[6]UPM. *UPM to build the world's first biorefinery producing wood-based biodiesel*, communiqué diffusé le 1er février 2012.

TABLEAU III – USINES DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE DU DRPH EXISTANTES ET PROPOSÉES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE*

Entreprise	Emplacement de l'installation	État	% max. de transformation simultanée	Principales matières premières utilisées	Capacité (ML/an)	Source
ConocoPhillips	Cork, Irlande	Opérationnelle	Inconnu	Huile de soja Graisse animale	57	[1]
CEPSA	Algeciras, Espagne	Opérationnelle	5 %	Huile végétale	90	[2]
Preem Petroleum	Göteborg, Suède	Opérationnelle	30 %	Tallöl	153	[2]
CAPACITÉ ACTUELLE TOTALE DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE					**300 ML/an**	
Eni (technologie concédée par UOP)	Livorno, Italie	Technologie concédée, construction pas encore commencée	Inconnu	Huile de soja	368	[3]
Galp Energia	Sines, Portugal	Technologie concédée, construction pas encore commencée	Inconnu	Huile de soja	368	[3]
Raffineur non dévoilé	Australie	Inconnu	5 %	Graisse animale	25	[2]
Raffineur non dévoilé	Californie, É.-U.	Inconnu	10 %	Tallöl	23	[2]
Raffineur non dévoilé	Europe	Inconnu	5 %	Graisse animale	62	[2]
Raffineur non dévoilé	Texas, É.-U.	Inconnu	5 %	Huile végétale	180	[2]
CAPACITÉ ACTUELLE ET PROPOSÉE TOTALE DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE					**1 326 ML/an**	

* Liste non complète des usines connues

[1]ConocoPhillips. *ConocoPhillips Begins Production of Renewable Diesel Fuel at Whitegate Refinery in Cork, Ireland*, communiqué diffusé le 19 décembre 2006.
[2]Communications personnelles
[3]Argonne National Laboratory. *Life-Cycle Assessment of Energy and Greenhouse Gas Effects of Soybean-Derived Biodiesel and Renewable Fuels*, 12 mars 2008.

Au Canada, une seule usine de la taille de celle de Porvoo (215 ML/an) pourrait répondre à 30 p. 100 des besoins du Canada en énergie renouvelable de remplacement au diesel et au mazout de chauffage à partir de 2013. L'ajout d'une autre usine de la même taille permettrait de répondre à 48 p. 100 des besoins prévus en 2035. Une nouvelle installation autonome de production de DRPH devrait avoir une capacité de production minimale de 215 ML/an[28] pour être considérée comme étant rentable. À défaut, une usine de la taille de celle de Rotterdam (906 ML/an) procurerait 30 p. 100 de plus que les exigences posées par le gouvernement canadien à court terme et permettrait éventuellement des exportations aux États-Unis et, en 2035, répondrait à l'ensemble des besoins prévus.

Il serait opportun qu'une usine autonome soit située près d'une infrastructure de raffinerie déjà en place, par exemple à Edmonton ou à Sarnia.

Le tableau II présente également les coûts des investissements (en dollars américains) prévus pour chaque installation. Compte tenu des six usines commerciales existantes et de deux usines éventuelles (36 à 42 millions de dollars pour une usine produisant 500 barils par jour [bpj] et de 75 à 85 millions de dollars pour une usine de 2 500 bpj[29]), le coût unitaire des investissements est élevé pour les très petites et les très grandes usines (de 45 000 $ à 85 000 $ par capacité de bpj), mais approximativement le même pour le reste (de 30 000 $ à 40 000 $ par capacité de bpj). En comparaison, les coûts des investissements moyens pour une raffinerie de pétrole s'élèvent de 15 000 $ à 20 000 $ par capacité de bpj[30]. Les raffineries de pétrole types peuvent avoir une capacité variant de dizaine à des centaines de milliers de bpj. Pour le biodiesel, les coûts des investissements varient de 20 000 $ à 30 000 $ par capacité de bpj pour les usines produisant près de 2 000 bpj, ce qui est considéré comme un grand volume (c.-à-d., environ 114 millions de litres par an)[31].

Les coûts d'exploitation d'une installation de production de DRPH incluent les suivants : matières premières renouvelables, hydrogène, intrant énergétique/services publics, eau, catalyseurs, produits chimiques, gestion, main-d'œuvre et frais administratifs. Les coûts d'exploitation sont beaucoup plus difficiles à prévoir, en raison du fait que le prix des matières premières, de l'hydrogène et des services publics, qui sont les plus importants éléments des coûts de production, peuvent varier considérablement selon la conjoncture du marché à l'échelle locale, nationale et internationale. Les coûts des matières premières représentent approximativement 80 p. 100 des dépenses d'exploitation alors que l'hydrogène et les services publices constituent environ 15 p. 100[32]. Compte tenu de l'important rôle que jouent les matières premières dans l'établissement des coûts de production, des changements dans leurs prix peuvent faire toute la différence en matière de rentabilité d'une exploitation de DRPH. C'est également pourquoi il est avantageux de diversifier l'approvisionnement en matières premières afin de pouvoir s'adapter à leurs prix changeants.

---

[28] Communications personnelles. (Note : en raison de la nature possiblement délicate sur le plan commercial de certains renseignements fournis dans le présent rapport, quelques intervenants de l'industrie ont préféré conserver l'anonymat. Le cas échéant, le nom de la personne qui a fourni les renseignements ou de l'entreprise qu'elle représente ne peut malheureusement pas être fourni.)

[29] Communications personnelles.

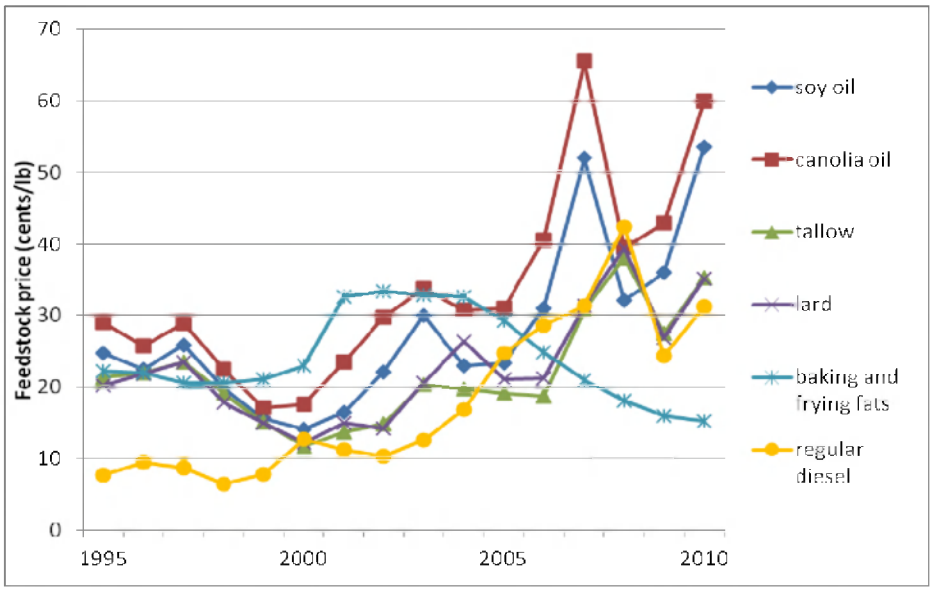
[30] Energy Information Administration des États-Unis. *Annual Energy Outlook 2006*, DOE/EIA-0383, p. 57-58, 2006.

[31] Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA) et l'Iowa State University. *Biodiesel Profitability*, modèle Excel, dernière mise à jour le 10 janvier 2012.

[32] Communications personnelles.

La figure III montre des courbes des prix des matières premières pour le biocarburant aux États-Unis entre 1995 et 2010, par rapport aux prix de gros du diesel n° 2 ordinaire[33]. Comme on peut le constater, outre les huiles de cuisson et de friture, les prix des matières premières renouvelables avaient habituellement un lien inverse avec les prix du carburant diesel entre 1995 et 2005. À partir de 2005, les prix des matières renouvelables ont commencé à suivre plus ou moins les prix du pétrole bien qu'on ne s'attend pas à ce que cette tendance se poursuive indéfiniment (voir la figure IV). L'installation ou l'adaptation de l'infrastructure de raffinerie pour permettre la production ou la transformation simultanée du DRPH de différentes matières premières pourrait être perçue comme une protection lorsque les prix du pétrole sont relativement élevés comparativement aux prix des matières premières renouvelables.

FIGURE III – PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES POUR LE BIOCARBURANT ET LE DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS



Traduction:

- Feedstock price (cents/lb) = Prix des matières premières (cents/lb)
- Soybean oil = Huile de soja; Canola oil = Huile de canola; Tallow = Suif; Lard = Lard; Baking and frying fats = Huiles de cuisson et de friture; Regular diesel = Diesel ordinaire.

Sources : Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA). *Oil Crops Yearbook 2011*, mis à jour en mars 2011. Energy Information Administration des États-Unis (EIA). *No.2 Distillate Prices by Sales Type,* date de diffusion le 1er novembre 2011.

En 2011, Neste Oil a estimé que les coûts de production du NExBTL (les coûts des matières premières sont exclus) s'élevaient à approximativement 220 $ US/tonne[34]. En 2009, Neste Oil estimait que la marge de trésorerie nette de juillet 2008 à juin 2009 était d'environ 225 $ US/tonne[35]. Les prix des matières premières n'ont pas nécessairement une incidence sur les marges parce que le prix du DRPH

[33] Il importe de rappeler que la matière première d'origine fossile équivalente aux huiles végétales et aux gras fondus est le carburant diesel ordinaire (non désulfuré), et non le pétrole brut.

[34] Lehmus, Matti (Neste Oil). *Renewable Fuels – Driving Growth and Profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 21 septembre 2011.

[35] Honkamaa, J. *Delivering Future Growth*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 29 septembre 2009.

est habituellement établi en fonction des prix du biodiesel. Le prix moyen du NExBTL était par rapport au biodiesel plus élevé de 17 cents US/L en 2007 pour les produits vendus en Europe [36] comparativement à 21 cents US/L en 2008-2009[37] et, en 2010, il était de 30 cents US/L pour les produits vendus au Canada[38]. À mesure que la demande pour le DRPH augmentera, les producteurs pourront demander un prix plus élevé.

Il convient de noter qu'aux États-Unis, les prix du DRPH sont principalement régis par le marché de RIN. Étant donné que le DRPH produit 1,7 RIN par gallon alors que le biodiesel n'en produit que 1,5 (en raison des facteurs d'équivalence énergétique), une hausse des prix du biodiesel entraînera en fait une augmentation, au lieu d'une baisse, de l'écart entre les prix du DRPH et du biodiesel. Par contre, si la production du biodiesel et du DRPH augmente, et entraîne une hausse de l'approvisionnement global en carburants de type B, les prix de D4 RIN diminueront et l'écart de prix entre le biodiesel et le DRPH baissera également[39].

Selon une étude menée en 2012[40] par ÉcoRessources, à court terme (c.-à-d., aux prix actuels du DRPH), le DRPH devrait permettre de répondre à 48 p. 100 des exigences fédérales relatives aux sources d'énergie de remplacement au diesel et au mazout de chauffage. Pour les raffineurs produisant leur propre DRPH, les économies sur l'infrastructure, le contenu énergétique et les additifs pour améliorer le point de trouble sont les mêmes, mais ils seront en mesure d'économiser sur le prix plus élevé du DRPH[41] par rapport à celui du biodiesel, soit pour leur utilisation propre ou pour la vente à d'autres clients. Cet avantage peut compenser les coûts des investissements.

À long terme, les raffineurs pourraient avoir intérêt à produire des mélanges avec le DRPH non seulement pour répondre à la réglementation fédérale. Lorsque les prix du pétrole augmentent, il pourrait être plus économique de produire du diesel avec des matières renouvelables plutôt qu'avec du pétrole brut. Bien entendu, on présume qu'il n'y aura pas aussi une hausse des prix des matières premières renouvelables. Selon les prévisions de l'EIA des États-Unis et de l'USDA, les prix moyens du diesel ordinaire devraient atteindre la parité avec les prix moyens de l'huile de soja en 2017, après quoi, on s'attend à ce que les prix du diesel continuent d'augmenter par rapport aux prix de l'huile de soja (voir la figure IV)[42].

---

[36] Honkamaa, J. (Neste Oil). *Biodiesel*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 2 novembre 2007.

[37] Honkamaa, J. (Neste Oil). *Delivering Future Growth*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 29 septembre 2009.

[38] La valeur de 30 cents US/L a été calculée comme suit : 35 cents CAN/L moins les frais de transport de 5 cents CAN/L (le dollar canadien était au pair avec le dollar américain en 2010). Calcul tiré de : ÉcoRessources Consultants. *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*, 2010.

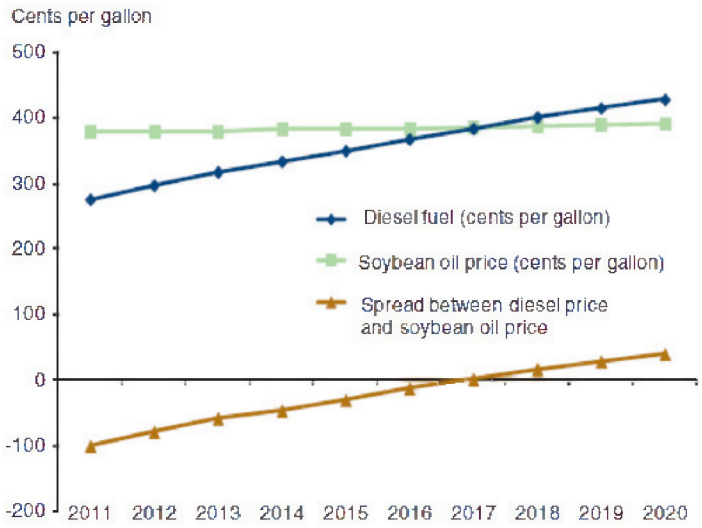
[39] Communications personnelles.

[40] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

[41] À l'heure actuelle, le prix du DRPH est établi par rapport aux prix du biodiesel avec une prime pour le contenu énergétique et la densité plus élevés, le cétane, les propriétés d'écoulement à froid et la valeur de la marque.

[42] McPhail, L., Westcott, P. et Lutman, H. (USDA). *The Renewable Identification Number System and U.S. Biofuel Mandates*, publié par le service de recherche économique de l'USDA, novembre 2011. Les données originales sont tirées du document de l'EIA intitulé *2010 Annual Energy Outlook* and USDA, 2011. *Agricultural Projections to 2020, 2011.*

FIGURE IV – PRIX PRÉVUS DE L'HUILE DE SOJA ET DU DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS, 2011-2020



Traduction:

- Cents par gallon = Cents par gallon; Diesel fuel (cents per gallon) = Carburant diesel (cents par gallon); Soybean oil price (cents per gallon) = Prix de l'huile de soja (cents par gallon); Spread between diesel price and soybean oil price = Écart entre les prix de l'huile de soja et les prix du diesel.

Source : McPhail, L., Westcott, P. et Lutman, H. (USDA). *The Renewable Identification Number System and U.S. Biofuel Mandates*, publié par le service de recherche économique de l'USDA, novembre 2011. Les données originales sont tirées du document de l'EIA intitulé *2010 Annual Energy Outlook* et USDA, 2011. *Agricultural Projections to 2020*, 2011.

Table des matières

1. INTRODUCTION 4

2. APERÇU HISTORIQUE 6

3. PRODUCTION DU DRPH 8

3.1 MATIÈRES PREMIÈRES 8
3.2 MODES DE PRODUCTION 13
3.3 COÛTS DES INVESTISSEMENTS ET D'EXPLOITATION POUR LA PRODUCTION DU DRPH 24
3.3.1 Usines autonomes 24
3.3.2 Traitement simultané 33
3.4 INCIDENCE DE LA PRODUCTION DU DRPH SUR LES GES 34

4. PROPRIÉTÉS DES CARBURANTS 42

5. NORMES RÉGISSANT LES CARBURANTS 45

6. COMPATIBILITÉ DE L'INFRASTRUCTURE ET DE L'ÉQUIPEMENT 49

6.1 COMPATIBILITÉ DE L'INFRASTRUCTURE 49
6.2 COMPATIBILITÉ DE L'ÉQUIPEMENT 50
6.3 EXPÉRIENCES DES RAFFINEURS AVEC LE DRPH 51

7. MARCHÉS DU DRPH 53

7.1 RÉGLEMENTATION, POLITIQUES ET INCITATIFS 53
7.1.1 Politiques internationales 53
7.1.2 Politiques en Amérique du Nord 54
7.2 MARCHÉS POTENTIELS POUR LE DRPH EN AMÉRIQUE DU NORD CRÉÉS PAR LA RÉGLEMENTATION 58
7.3 CAPACITÉ ACTUELLE ET POTENTIELLE DE PRODUCTION DU DRPH EN AMÉRIQUE DU NORD 61
7.4 PRIX DU DRPH 66
7.5 DISPONIBILITÉ DES MATIÈRES PREMIÈRES 70

8. CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL DE LA PROCHAINE GÉNÉRATION 73

9. CONCLUSIONS ET VISIONS D'AVENIR 76

Liste des tableaux

TABLEAU I – PROPRIÉTÉS DU DTFTS, DU BIODIESEL ET DU DRPH (DIESEL RENOUVELABLE) V
TABLEAU II – SOMMAIRE DES USINES AUTONOMES DE DRPH EXISTANTES ET PROPOSÉES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE* VIII
TABLEAU III – USINES DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE DU DRPH EXISTANTES ET PROPOSÉES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE* IX
TABLEAU 1 – HUILES VÉGÉTALES USTILISÉES POUR PRODUIRE LE BIODIESEL ET LE DRPH EN AMÉRIQUE DU NORD 10
TABLEAU 2 – COMPARAISON DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION DU BIODIESEL ET DU DIESEL RENOUVELABLE 13
TABLEAU 3 – COÛTS DES INVESTISSEMENTS DES INSTALLATIONS COMMERCIALES DE PRODUCTION DU DRPH 26
TABLEAU 4 – MARGE DE PRODUCTION ESTIMATIVE POUR LE NEXBTL EN 2009 ET 2010 33
TABLEAU 5 – MARGE DE PRODUCTION ESTIMATIVE DU NEXBTL ENTRE JUILLET 2008 ET JUIN 2009 33
TABLEAU 6 – INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PUITS JUSQU'À LA ROUE DU NEXBTL ET DU DIESEL 35
TABLEAU 7 – FACTEURS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DU DRPH ET DU BIODIESEL PAR RAPPORT AU DTFTS 41
TABLEAU 8 – PROPRIÉTÉS DU DTFTS, DU BIODIESEL ET DU DRPH (DIESEL RENOUVELABLE) 42
TABLEAU 9 – NORMES DE L'ONGC, DE L'ASTM ET DU CEN POUR LE DIESEL Nº 2 ET LE B100 47
TABLEAU 10 – EXIGENCES DES PAYS EUROPÉENS RELATIVEMENT À L'UTILISATION DE CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL 53
TABLEAU 11 – EXIGENCES DES PAYS DE L'ASIE, DES CARAÏBES ET DE L'AMÉRIQUE CENTRALE ET DU SUD RELATIVES À L'UTILISATION DES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL 54
TABLEAU 12 – RÈGLEMENTS FÉDÉRAUX ET PROVINCIAUX SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES 56
TABLEAU 13 – TAUX DES INCITATIFS D'ÉCOÉNERGIE* POUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL ($/L) 58
TABLEAU 14 – EXIGENCES RELATIVES AUX VOLUMES POUR LE CARBURANT RENOUVELABLE EN VERTU DE LA RFS2 (MILLIARDS DE GALLONS)* 59
TABLEAU 15 – VOLUMES ET EXIGENCES PRÉVUS POUR LE DIESEL ET LE MAZOUT DE CHAUFFAGE POUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL EN VERTU DU *RÈGLEMENT SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES* (ML)* 60
TABLEAU 16 – SOMMAIRE DES USINES COMMERCIALES DE PRODUCTION AUTONOME DE DRPH ACTUELLES ET PROPOSÉES* 62
TABLEAU 17 – INSTALLATIONS DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE DE DRPH* ACTUELLES ET PROPOSÉES 63
TABLEAU 18 – RAFFINERIES CANADIENNES : EMPLACEMENT, TYPE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION, 2008 65
TABLEAU 19 – APPROVISIONNEMENT ET DISTRIBUTION DE L'HUILE DE CANOLA ET DE L'HUILE DE SOJA AU CANADA 71
TABLEAU 20 – RENDEMENT DES MATIÈRES PREMIÈRES AVEC LESQUELLES EST PRODUIT LE BIOCARBURANT 72

Liste des figures

FIGURE I – MATIÈRES PREMIÈRES, MODES DE PRODUCTION ET PRODUITS DU BIODIESEL ET DU DRPH II
FIGURE II – AVANTAGES EN MATIÈRE DE GES DU BIODIESEL ET DU DRPH PROVENANT DE DIVERSES MATIÈRES PREMIÈRES, PAR RAPPORT AU DIESEL VI
FIGURE III – PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES POUR LE BIOCARBURANT ET LE DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS XI
FIGURE IV – PRIX PRÉVUS DE L'HUILE DE SOJA ET DU DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS, 2011-2020 XIII
FIGURE 1 – EXEMPLE D'UN TRIGLYCÉRIDE 8
FIGURE 2 – PRODUCTION DE CARBURANT RENOUVELABLE SELON LE TYPE DE MATIÈRE PREMIÈRE 12
FIGURE 3 – MATIÈRES PREMIÈRES, MODES DE PRODUCTION ET SOUS-PRODUITS DU BIODIESEL ET DU DRPH 13
FIGURE 4 – PRODUCTION DE BIODIESEL PAR TRANSESTÉRIFICATION DES TRIGLYCÉRIDES 14
FIGURE 5 – HDO ET DCO DE L'HUILE DE COLZA 17
FIGURE 6 – CHANGEMENTS DANS LA TEMPÉRATURE ET LA CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DANS UNE UNITÉ D'HYDROTRAITEMENT SIMULTANÉ AVEC LE TALLÖL 22
FIGURE 7 – INTÉGRATION D'UNE USINE DE PRODUCTION DU DRPH AUTONOME À UNE RAFFINERIE DE PÉTROLE 24
FIGURE 8 – COÛTS DES INVESTISSEMENTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ – USINES DE DRPH À PETITE, MOYENNE ET GRANDE ÉCHELLE 27
FIGURE 9 – COÛT UNITAIRE DES INVESTISSEMENTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DU DRPH 28
FIGURE 10 – STRATÉGIE DE DIVERSIFICATION DES MATIÈRES PREMIÈRES DE NESTE OIL 29
FIGURE 11 – DIFFÉRENCE ENTRE LES PRIX DE L'HUILE DE COLZA EUROPÉENNE ET DE L'HUILE DE PALME MALAISIENNE (Y COMPRIS LE TRANSPORT JUSQU'EN EUROPE) 30
FIGURE 12 – PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES UTILISÉES AUX ÉTATS-UNIS POUR PRODUIRE DU BIOCARBURANT ET DU DIESEL ORDINAIRE 31
FIGURE 13 – DIFFÉRENCE DE PRIX ENTRE LES MATIÈRES PREMIÈRES UTILISÉES AUX ÉTATS-UNIS POUR PRODUIRE LE BIOCARBURANT ET LE DIESEL ORDINAIRE 32
FIGURE 14 – INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE CARBONE DU BIODIESEL ET DU DIESEL RENOUVELABLE PRODUITS AVEC DE L'HUILE DE SOJA 36
FIGURE 15 – ANALYSE DU CYCLE DE VIE DU DRPH PRODUIT AVEC DU SOJA AVEC DIFFÉRENTES MÉTHODES DE RÉPARTITION 38

FIGURE 16 – AVANTAGES EN MATIÈRE DE PRG DU BIODIESEL ET DU DRPH PRODUITS AVEC DIFFÉRENTES MATIÈRES PREMIÈRES, PAR RAPPORT AU DIESEL 39
FIGURE 17 – AVANTAGES EN MATIÈRE DE PRG DU DRPH ET DU BIODIESEL PRODUITS AVEC DIFFÉRENTES MATIÈRES PREMIÈRES 40
FIGURE 18 – PRIX DU NEXBTL PAR RAPPORT À CELUI DU BIODIESEL, 2008-2009 67
FIGURE 19 – VALEUR DU NEXBTL UTILISÉ POUR RÉPONDRE AUX EXIGENCES POUR LE BIOCARBURANT 68
FIGURE 20 – PRIX PRÉVUS DE L'HUILE DE SOJA ET DU DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS, 2011- 2020 69

1. Introduction

En 2011, 27 gouvernements nationaux et 29 gouvernements d'États et de provinces, y compris de l'Europe, six pays de l'Amérique du Sud, six pays de l'Asie, le Canada, les États-Unis, le Costa Rica et la République dominicaine, ont adopté des politiques imposant l'utilisation d'une quantité minimale de sources d'énergie renouvelables de remplacement au diesel.

En Europe, la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne a adopté la directive sur les énergies renouvelables, en vertu de laquelle les carburants utilisés dans les États membres de l'Union européenne doivent avoir une teneur en sources renouvelables de 10 p. 100.

Aux États-Unis, la *Renewable Fuels Standard* exige le recours en 2012 à 3,8 milliards de litres de diesel à base de biomasse (par exemple, le biodiesel et le DRPH) et, dans l'avenir, ce volume pourrait augmenter chaque année. Quatre États ont indépendamment adopté des exigences minimales visant les carburants renouvelables de remplacement au diesel.

Le 29 juin 2011, le gouvernement du Canada enregistrait un règlement modifiant le *Règlement sur les carburants renouvelables* qui a ensuite été publié le 20 juillet 2011[43]. En vertu de ces modifications, l'exigence relative au contenu renouvelable de 2 p. 100 du diesel et du mazout de chauffage devait entrer en vigueur le 1er juillet 2011. Selon le *Règlement sur les carburants renouvelables*, le biodiesel à base d'ester et le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) sont tous les deux admissibles à titre de contenu renouvelable pouvant être utilisé pour répondre aux exigences du Règlement.

Bien que le biodiesel continue d'être le carburant de remplacement au diesel le plus couramment utilisé, les parties réglementées du monde entier s'intéressent de plus en plus au DRPH pour répondre aux exigences, même si à l'heure actuelle ce carburant n'est produit qu'en Europe, en Asie du Sud-Est et aux États-Unis[44,45].

La présente étude a pour but d'évaluer la possibilité de produire et d'utiliser le DRPH au Canada. Elle vise plus particulièrement à :

- donner un aperçu des activités antérieures de mise au point du DRPH et de la capacité actuelle et proposée des usines de production;
- décrire le procédé de production du DRPH, les coûts des investissements et d'exploitation, l'incidence sur les émissions de GES et les matières premières utilisées;

[43] Gazette du Canada. *Règlement modifiant le* Règlement sur les carburants renouvelables, publié le 20 juillet 2011.

[44] ÉcoRessources Consultants. *Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable – projet infrastructure*, préparé pour Ressources naturelles Canada, mai 2010.

[45] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

- décrire les propriétés du DRPH et les diverses normes internationales auxquelles elles sont sujettes;

- examiner la compatibilité du DRPH avec l'infrastructure actuellement en place pour les carburants à base de pétrole et les véhicules alimentés avec ces carburants;

- évaluer la pénétration éventuelle du DRPH du marché nord-américain (en particulier au Canada) et d'autres facteurs du marché, notamment l'approvisionnement et la demande actuels et prévus pour le DRPH, la réglementation et les incitatifs pour les carburants renouvelables ainsi que les prix des carburants;

- décrire les développements futurs pour la prochaine génération des carburants renouvelables de remplacement au diesel.

2. Aperçu historique

Les tout premiers engins et véhicules motorisés de la fin du XIXe siècle et du début du XXe siècle étaient en fait conçus pour fonctionner avec des biocarburants comme les huiles végétales et l'éthanol de maïs. Toutefois, au cours de la même période, l'exploration du pétrole était en rapide croissance et les carburants à base de pétrole ont rapidement surpassé les carburants d'origine végétale en raison de leurs faibles prix et de leur disponibilité. Même si les biocarburants ont continué d'être utilisés dans des créneaux particuliers au cours du XXe siècle, ce n'est que dans les années 1970, après la crise du pétrole et la hausse des prix des combustibles fossiles, que les efforts de recherche sérieux sur les technologies de production des biocarburants ont été accrus. Toutefois, les moteurs diesels modernes ont été modifiés de façon à fonctionner avec un diesel de pétrole moins visqueux et, contrairement aux premiers moteurs diesels conçus au tournant du siècle, ils ne peuvent plus être alimentés avec de l'huile végétale pure en raison de sa plus grande viscosité. Par conséquent, les chercheurs ont commencé à examiner avec un regain d'intérêt un procédé de transestérification de l'huile végétale produisant des esters méthyliques d'acide gras moins visqueux (aussi appelés biodiesel). Ce procédé a d'abord été découvert en 1937 mais n'a commencé à être utilisé sérieusement que dans les années 1980 en réponse aux préoccupations environnementales, aux surplus agricoles et à la sécurité énergétique. À la fin des années 1990 et au début des années 2000, afin d'atteindre des objectifs de réduction des émissions et d'appuyer les entreprises rurales et agricoles, des incitatifs à la production du biodiesel ont été offerts dans divers pays du monde entier, ce qui a entraîné une hausse marquée de la production de biodiesel à l'échelle mondiale. En 2010, la production mondiale de biodiesel atteignait 19 milliards de litres, soit une hausse de 12 p. 100 depuis 2009[46, 47,48].

La demande à la hausse pour les biocarburants a suscité un intérêt croissant dans la production plus efficace d'un produit de qualité supérieure avec les technologies et l'infrastructure de raffinage déjà en place. En outre, à mesure que le biodiesel était utilisé en plus grand volume et en concentration plus élevée dans les mélanges, on a observé certains problèmes avec le fonctionnement des véhicules, en particulier par temps froid et aux concentrations élevées des mélanges. Le plus sérieux problème est la formation de cire et de sédiments, lesquels peuvent bloquer les distributeurs de carburant et les filtres des véhicules. Ce problème est attribuable à différentes raisons qui sont fonction des matières premières et des procédés utilisés pour produire le biodiesel[49], lesquels sont décrits plus en détail dans les sections 3 et 4.

Tous ces facteurs ont mené à l'élaboration de procédés de conversion des graisses animales, des huiles végétales et de la biomasse en hydrocarbures paraffiniques avec les technologies de pyrolyse, d'hydrotraitement et de craquage déjà utilisées par les raffineries. Ces procédés de deuxième génération produisent des carburants à base de paraffine, les mêmes types de molécules que l'on trouve dans le diesel classique. Ces carburants sont appelés collectivement diesel renouvelable ou diesel vert. À l'heure

---

[46] *History of Biodiesel*, site Web de Pacific Biodiesel, consulté le 4 janvier 2012. http://www.biodiesel.com/index.php/biodiesel/history_of_biodiesel_fuel

[47] Schmidt, C. W. « Biodiesel : Cultivating Alternative Fuels », *Environmental Health Perspectives*, vol. 115, nº 2, p. A86-A91, 2007.

[48] REN21. *Renewables 2011 – Global Status Report*, rapport publié en août 2011.

[49] Chandler, John Sr. « Flowability: A Complex Issue », *Biodiesel Magazine*, publié en ligne le 12 janvier 2011.

actuelle, tout le diesel renouvelable produit à l'échelle commerciale est obtenu par hydrotraitement et est appelé diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH). Toutefois, d'autres procédés de conversion des matières premières renouvelables en diesel font activement l'objet d'études et seront probablement commercialisés à moyen terme[50].

Les laboratoires de CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada (RNCan) étaient parmi les premiers à mettre au point des technologies d'hydrotraitement pour produire le DRPH avec des matières premières renouvelables et à obtenir des brevets, notamment pour la technologie SUPERCETANE[MC] au début des années 1990. C'est au début et au milieu des années 2000 que les technologies de production du DRPH, comme NExBTL de Neste Oil et Ecofining d'UOP, ont commencé à être commercialisées. La première usine commerciale de traitement simultané du DRPH est entrée en service en 2006 à Cork, en Irlande, à la raffinerie Whitegate de ConocoPhillips, et avait une capacité de 57 ML/an. Peu après, en 2007, Neste Oil a mis en service son installation autonome de production de DRPH d'une capacité de 215 ML/an à Porvoo, en Finlande. En 2009, l'entreprise a construit une deuxième usine de la même capacité dans la même ville. Un partenariat entre Syntroleum et Tyson Foods a ouvert la première installation nord-américaine (capacité de 280 ML/an) en 2010 à Geismar, en Louisiane. Neste a ensuite ouvert deux usines de production du DRPH à grande échelle ayant chacune une capacité de 900 ML/an, la première à Rotterdam en 2010, puis la seconde à Singapore en 2011. La coentreprise entre Valero et Darling a commencé la construction d'une grande usine, la deuxième en Amérique du Nord (capacité de 500 ML/an), à Norco, en Louisiane, laquelle devrait être opérationnelle d'ici la fin de 2012. Certaines autres usines autonomes et de traitement simultané sont aussi en cours de construction.

On trouve aux tableaux 16 et 17 de la section 7 un sommaire des usines autonomes et de traitement simultané du DRPH actuelles et prévues.

---

[50] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. « Biodistillate Transportation Fuels 1. Production and Properties », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 2, nº 2, p. 185, 2009.

3. Production du DRPH

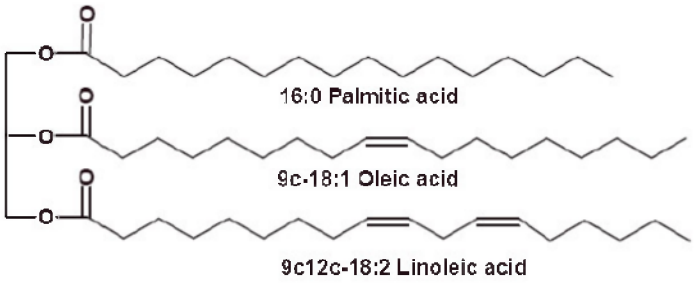
Dans la présente section, on présente les types de matières premières et les modes utilisés pour produire le DRPH.

3.1 Matières premières

Huiles végétales et graisses animales

Le DRPH peut être produit avec pratiquement tous les types de biomatières premières renouvelables. Les graisses animales et les huiles végétales, lesquelles sont principalement composées de triglycérides, sont habituellement les matières premières les plus couramment utilisées pour produire le biodiesel. Les triglycérides consistent en des composés chimiques faits d'une chaîne principale de glycérol et de trois acides gras (voir la figure 1 pour un exemple de triglycéride). Les acides gras sont des chaînes carbonées aliphatiques (c.-à-d., non aromatiques ou ne contenant pas d'anneaux de carbone) liées à un groupe carboxyle (HO-C=O). Chacun des trois acides gras reliés au groupe glycérol du triglycéride peut avoir une longueur de chaîne différente (c.-à-d., nombre d'atomes de carbone) et différents degrés d'insaturation (nombre de doubles liaisons C=C). Par exemple, comme on peut le voir à la figure 1, l'acide oléique est un acide gras insaturé parce qu'il renferme une double liaison C=C. L'acide linoléique est aussi insaturé et renferme deux doubles liaisons C=C. L'acide palmitique, par contre, est complètement saturé puisqu'il n'y a aucune double liaison C=C dans la chaîne aliphatique.

FIGURE 1 – EXEMPLE D'UN TRIGLYCÉRIDE



Traduction:

- 16:0 Palmitic acid = Acide palmitique 16:0; 9c-18:1 Oleic acid = Acide oléique 9c-18:1; 9c12c-18:2 Linoleic acid = Acide linoléique 9c12c-18:2.

Source : Egeberg, R., Michaelsen, N. et Skyum, L. *Novel Hydrotreating Technology for Production of Green Diesel*, Haldor Topsoe.

La longueur de la chaîne aliphatique et le degré de saturation des acides gras importent car ils sont les principaux facteurs déterminants des propriétés physiques du biodiesel ou du DRPH final, y compris les propriétés d'écoulement à froid, la densité des fluides et le contenu énergétique. La nomenclature des acides gras inclut un nombre qui indique la longueur de la chaîne et le nombre de doubles liaisons. Par

exemple, dans la figure 1, l'acide palmitique 16:0 a une longueur de chaîne principale de 16 carbones et aucune liaison double. Différentes matières premières auront diverses distributions des acides gras avec des longueurs de chaînes et des degrés de saturation différents. Par exemple, les acides gras des graisses animales sont plus saturés que ceux des huiles végétales[51].

Une plus grande gamme de matières premières peut être utilisées pour produire le DRPH, par rapport au biodiesel, pour deux raisons principales :

1) Les triglycérides peuvent être convertis en biodiesel au moyen de la transestérification ou en DRPH par l'hydrotraitement (procédé expliqué plus en détail dans la section 3.2). La transestérification produit des esters méthyliques renfermant de l'oxygène à divers degrés d'insaturation. Ces produits sont sujets à l'oxydation, ce qui les rend instables au cours de l'entreposage et du transport. L'hydrotraitement des triglycérides pour produire du DRPH entraîne la formation d'hydrocarbures paraffiniques, lesquels sont pleinement saturés et n'ont donc pas une faible résistance à l'oxydation. Par conséquent, une plus vaste gamme de matières premières peut être utilisée pour produire le DRPH par rapport au biodiesel, puisque le degré de saturation des matières premières n'est pas un facteur à prendre en compte[52,53].

2) La teneur en acides gras libres (AGL) des matières premières utilisées pour produire du biocarburant peut grandement varier. Les AGL sont des acides carboxyliques qui ne sont pas liés à la chaîne principale de glycérol d'un triglycéride. Ils peuvent nuire à la production du biodiesel parce qu'ils réagissent avec le catalyseur alcalin (habituellement de l'hydroxyde de sodium) pour produire des savons, lesquels n'ont aucune valeur comme carburant. Certaines matières premières peuvent renfermer jusqu'à 15 p. 100 d'AGL par poids, et les AGL qui ne sont pas convertis en carburant constituent une grande perte. Avec l'hydrotraitement, il est toutefois facile de convertir les AGL en paraffine et, par conséquent, la teneur en AGL de la matière première n'est pas une préoccupation pour la production du DRPH[54].

Le tableau 1 présente les types d'huiles végétales utilisés en Amérique du Nord pour produire le biodiesel et le DRPH. Les types les plus couramment utilisés sont le soja et le canola. Les gras et les graisses sont aussi souvent utilisés, y compris les graisses animales (aussi appelées suif) de l'industrie de la transformation de la viande ainsi que les graisses récupérées des industries du traitement des aliments et de la restauration (graisse jaune et graisse brune). Le suif et les graisses jaunes et brunes sont des matières premières souhaitables parce qu'elles sont produites avec des déchets et, par conséquent, sont moins coûteuses que les matières premières cultivées, comme le canola et le soja. Toutefois, elles peuvent contenir de nombreuses impuretés et leur composition chimique peut varier

---

[51] Robert O. Dunn. « Improving the Cold Flow Properties of Biodiesel by Fractionation », *Soybean - Applications and Technology*, publié en avril 2011.

[52] La transestérification peut être suivie par une étape d'hydrogénation pour saturer les doubles liaisons du biodiesel. Cette étape supplémentaire permet d'utiliser une plus grande gamme de matières premières pour produire le biodiesel et accroître la stabilité du produit.

[53] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. « Biodistillate Transportation Fuels 1. Production and Properties », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 2, nº 2, p. 185, 2009.

[54] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

grandement. Ceci pose moins de problèmes pour le DRPH pour les raisons susmentionnées, toutefois, les propriétés des matières premières doivent tout de même être prises en compte pour ajuster les paramètres opérationnels du traitement préalable et de l'hydrotraitement[55,56].

Les principales matières premières utilisées pour produire le biodiesel et le diesel renouvelable sont l'huile de colza (une huile proche de l'huile de canola) en Europe, l'huile de soja et le suif en Amérique du Nord et l'huile de palme en Asie du Sud-Est. Les usines de DRPH actuellement en exploitation utilisent l'huile de palme, les huiles de colza et de canola, les huiles de jatropha et de cameline ainsi que le suif et les graisses jaunes et brunes.

TABLEAU 1 – HUILES VÉGÉTALES USTILISÉES POUR PRODUIRE LE BIODIESEL ET LE DRPH EN AMÉRIQUE DU NORD

Amérique du Nord	
Matières premières signalées	**Comestibles**
Algue	Non*
Hêtre	Non
Cameline	Oui
Huile de maïs	Oui
Huile de coton	Oui
Jatropha	Non
Lesquerelle	Non
Lin	Oui
Colza	Oui
Carthame	Oui
Huile de noix de lavage	Non
Soja	Oui
Épinette	Non
Huile de tournesol	Oui
Noix de Grenoble	Oui

*Certaines algues, ou portion d'algues, sont comestibles.

Source : Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. « Biodistillate Transportation Fuels 1. Production and Properties », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 2, nº 2, p. 185, 2009.

Les modes de transestérification et d'hydrotraitement seront examinés plus en détail dans la section 3.2.

On indique également au tableau 1 si les matières premières sont comestibles. Une demande croissante pour les biocarburants pourrait nuire à l'approvisionnement alimentaire à l'échelle mondiale si les producteurs agricoles vendent leurs cultures vivrières à l'industrie de production du carburant plutôt qu'à

[55] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

[56] Holmgren, J., Gosling, C., Couch, K., Kalnes, T., Marker, T., McCall, M. et Marinangeli, R. (UOP-Honeywell). « Refining Biofeedstock Innovations », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2007.

l'industrie alimentaire, ou passent d'une culture vivrière à une culture non vivrière afin de répondre à la demande en biocarburant. Le DRPH peut être produit avec une vaste gamme de matières premières ce qui constitue un avantage, puisqu'on peut recourir à des matières premières qui ne font pas concurrence aux cultures vivrières, réduisant ainsi les objections de la population. En effet, en Amérique du Nord, l'usine de DRPH de Dynamic Fuels et l'usine de Valero/Darling, actuellement en cours de construction, utilisent toutes les deux du suif, produit résiduaire de l'industrie du traitement de la viande, comme principale matière première. Les enjeux liés à la disponibilité des matières premières seront examinés dans la section 7.4.

Matières premières lignocellulosiques

Le DRPH peut également être produit avec des matières premières autres que les triglycérides. Les matières premières lignocellulosiques, notamment celles provenant des résidus des industries de l'agriculture et des pâtes et papiers, peuvent aussi être utilisées pour produire le DRPH (ainsi que de l'« essence verte » renouvelable), mais un traitement supplémentaire est requis avant l'hydrotraitement afin de dissocier en petites molécules la cellulose, l'hémicellulose et la lignine. Ainsi, la pyrolyse ou la dépolymérisation thermique ou catalytique permet de produire une biohuile, laquelle peut être hydrotraitée ou gazéifiée pour obtenir des gaz de synthèse[57], qui seront ensuite synthétisés en plus larges molécules de carburant. La biomasse peut être convertie en biohuile à la même installation où est effectué l'hydrotraitement ou avant d'arriver à l'installation (à l'usine de pâtes et papiers, par exemple). À l'heure actuelle, aucune installation de production du DRPH n'utilise la biomasse lignocellulosique ou la biohuile, cependant bon nombre d'études sont actuellement en cours pour optimiser l'utilisation de ces matières premières plus diversifiées qui ne font pas concurrence aux cultures vivrières[58].

La production de diesel renouvelable avec des huiles naturelles par craquage catalytique fluide, également un procédé utilisé dans les raffineries de pétrole, fait aussi l'objet d'études.

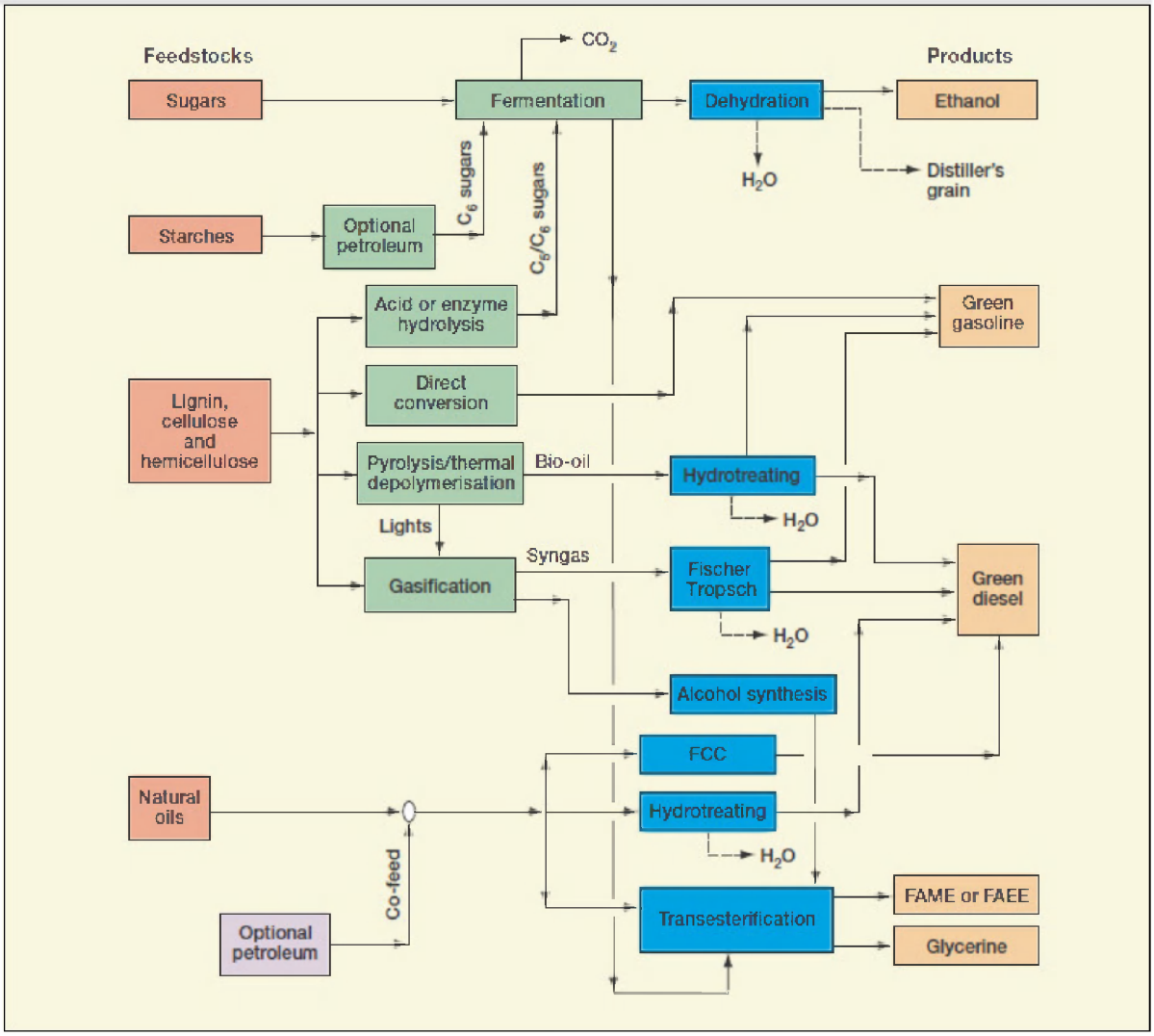
La figure 2 présente un schéma des principaux modes de production des carburants renouvelables avec diverses matières premières, alors que le tableau 2 renferme les avantages et les inconvénients des différentes technologies de production du biodiesel et du diesel renouvelable. Comme on peut le constater dans le tableau, la production du diesel renouvelable par hydrotraitement demeure une solution privilégiée en raison de la plus grande disponibilité des matières premières et de la plus grande qualité du produit obtenu par rapport au diesel, tout en ayant des coûts des investissements relativement faibles par rapport aux procédés de gazéification et Fischer-Tropsch. Les modes de production du DRPH sont décrits plus en détail dans la section suivante.

---

[57] La conversion de la biomasse en carburant paraffinique renouvelable est appelée technologie de transformation du gaz en liquide Fischer-Tropsch.

[58] Holmgren, J., Gosling, C., Couch, K., Kalnes, T., Marker, T., McCall, M. et Marinangeli, R. (UOP-Honeywell). « Refining Biofeedstock Innovations », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2007.

FIGURE 2 – PRODUCTION DE CARBURANT RENOUVELABLE SELON LE TYPE DE MATIÈRE PREMIÈRE



Traduction :

- Feedstocks = Matières premières; Sugars = Sucres; Starches = Amidons; Lignin, cellulose and hemicellulose = Lignine, cellulose et hémicellulose; Natural oils = Huiles naturelles; Optional petroleum = Pétrole facultatif
- Acid or enzyme hydrolysis = Hydrolyse acide ou enzymatique; Direct conversion = Conversion directe; Pyrolysis/thermal depolymerisation = Pyrolyse/Dépolymérisation thermique; Lights = Légers; Gasification = Gazéification; Co-feed = Alimentation conjointe.
- C_6 sugars = C_6 Sucres; Fermentation = Fermentation; C_5/C_6 Sugars = C_5/C_6 Sucres; Bio-oil = Biohuile; Syngas = Gaz de synthèse.
- Dehydration = Déshydratation; Hydrotreating = Hydrotraitement; Fischer-Tropsch = Fischer-Tropsch; Alcohol synthesis = Synthèse d'alcools; FCC = Craquage catalytique fluide; Transestérification = Transesterification.
- Products = Produits; Ethanol = Éthanol; Distiller's grain = Drêches de distillerie; Green gasoline = Essence verte; Green diesel = Diesel vert; FAME or FAEE = EMAG ou EEAG; Glycerine = Glycérine.

Note : Le craquage catalytique fluide des huiles naturelles est habituellement utilisé pour produire l'essence verte et les oléfines, mais pas le diesel vert.

Source : Holmgren, J., Gosling, C., Couch, K., Kalnes, T., Marker, T., McCall, M. et Marinangeli, R. (UOP-Honeywell). « Refining Biofeedstock Innovations », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2007.

TABLEAU 2 – COMPARAISON DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION DU BIODIESEL ET DU DIESEL RENOUVELABLE

Production à grande échelle	Procédé	Produit	Matières premières : disponibilité et prix	Propriétés souhaitables du produit	Investissements
~ 1995	Estérification	Biodiesel/EMAG	-	-	+
2007	Hydrotraitement	DRPH	+	+++	-
~ 2015	Gazéification et Fischer-Tropsch	Diesel renouvelable	+++	+++	---

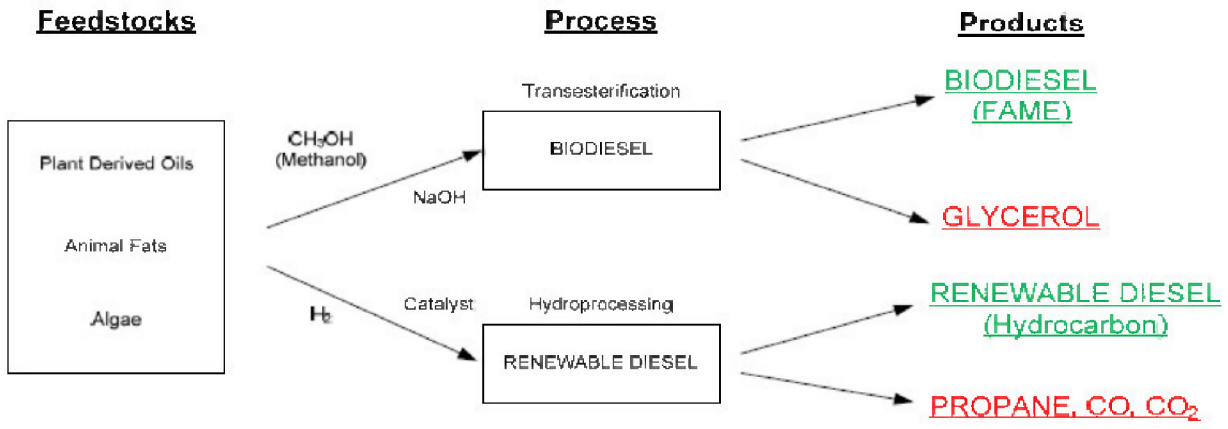
+ indique un avantage, - indique un inconvénient.

Source : Aatola, H., Larmi, M., Sarjovaara, T. et Mikkonen, S. « Hydrotreated Vegetable Oil as a Renewable Diesel Fuel: Trade-Off Between NO_x Particulate Emission and Fuel Consumption of a Heavy Duty Engine », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 1, nº 1, p. 1251-1262, 2008.

3.2 Modes de production

Le biodiesel et le DRPH peuvent être produits avec les mêmes matières premières, toutefois, en raison des différents procédés de transformation utilisés, leur composition chimique et leurs propriétés physiques sont fort différentes. La figure 3 illustre la différence entre les modes de production du biodiesel et du DRPH et les sous-produits obtenus. Le biodiesel est obtenu par transestérification et a comme sous-produit le glycérol, alors que le DRPH est produit par hydrotraitement et a comme sous-produits le propane, le monoxyde de carbone (CO) et le dioxyde de carbone (CO_2).

FIGURE 3 – MATIÈRES PREMIÈRES, MODES DE PRODUCTION ET SOUS-PRODUITS DU BIODIESEL ET DU DRPH



Traduction :

- Feedstocks = Matières premières; Plant Derived Oils = Huiles végétales; Animal Fats = Graisses animales; Algae = Algues; Methanol = Méthanol.
- Process = Transformation; Transesterification = Transestérification; Biodiesel = Biodiesel; Hydroprocessing = Hydrotraitement; Renewable Diesel = Diesel renouvelable.
- Products = Produits; Biodiesel (FAME) = Biodiesel (EMAG); Glycerol = Glycérol; Renewable Diesel (Hydrocarbon) = Diesel renouvelable (Hydrocarbures); Propane, CO, CO_2 = Propane, CO, CO_2.

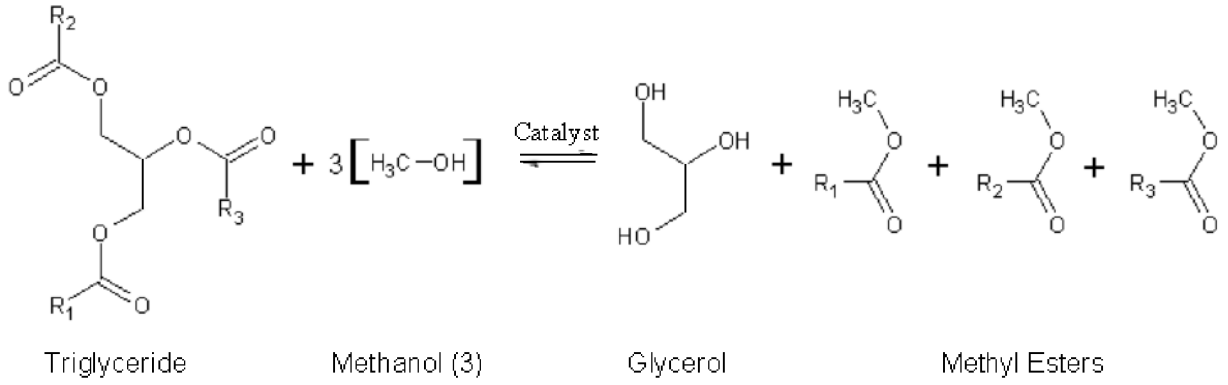
Source : Hoekman, S. K., Gertler, A., Brock, A. et Robbins, C. (Desert Research Institute) et Natarajan, M. (Marathon Petroleum Company). *Production and Properties of Biodistillate Transportation Fuels*, exposé présenté à l'International Speciality Conference: Leapfrogging Opportunities for Air Quality Improvement de l'Air and Waste Management Association, mai 2010, Chine.

Dans la présente section, on décrit brièvement le procédé de production du biodiesel et les modes de production du DRPH les plus courants, ainsi que leurs avantages et inconvénients. On examine les coûts des investissements et d'exploitation de chacun de ces modes ainsi que les répercussions environnementales.

Transestérification en biodiesel

Le biodiesel est obtenu par transestérification (voir la figure 4). Au cours de la réaction, le triglycéride réagit avec un alcool (habituellement du méthanol) en présence d'un catalyseur (généralement une base comme le NaOH) pour produire trois esters méthyliques d'acide gras et de la glycérine (ou du glycérol).

FIGURE 4 – PRODUCTION DE BIODIESEL PAR TRANSESTÉRIFICATION DES TRIGLYCÉRIDES



Traduction :

- Triglyceride = Triglycéride; Methanol = Méthanol; Catalyst = Catalyseur; Glycerol = Glycérol; Methyl Esters = Esters méthyliques.

Source de l'image : Par E8 (E8) (fabrication artisanale à l'aide de ChemSketch10) (GFDL [www.gnu.org/copyleft/fdl.html] ou CC-BY-3.0 [www.creativecommons.org/licenses/by/3.0]), par le truchement de Wikimedia Commons. Obtenu le 19 janvier 2012 à l'adresse http://commons.wikimedia.org/wiki/File%3ABiodiesel_Reaction2.gif

Ce mode de production du biodiesel présente certains inconvénients. D'abord, le carburant obtenu est composé d'esters et non de paraffines. Les esters renferment de l'oxygène et pourraient contenir des doubles liaisons C=C insaturées dans la chaîne aliphatique. Les paraffines, produits chimiques que l'on trouve dans le DTFTS classique, sont des hydrocarbures pleinement saturés qui ne contiennent pas d'oxygène ni de double liaison. La teneur élevée en oxygène du biodiesel contribue à son faible pouvoir calorifique (faible contenu énergétique) par rapport au DTFTS et ses divers degrés d'insaturation en font

un produit instable, puisque les doubles liaisons peuvent s'oxyder pendant les longues périodes d'entreposage.

Il importe de signaler que les chaînes d'acides gras du triglycéride sont conservées dans les esters méthyliques produits. Elles sont identifiées comme étant R_1, R_2, et R_3 dans la figure 4. Ainsi, les esters méthyliques d'acide gras produits par transestérification ont la même longueur de chaîne et le même degré de saturation que les acides gras du triglycéride initial. Par conséquent, une matière première ayant un degré élevé d'acides gras saturés dans le triglycéride aura un degré élevé d'esters méthyliques saturés dans le produit final. Ces esters méthyliques saturés ont un point de fusion plus élevé et peuvent former des cristaux de cire dans le biodiesel liquide à des températures qui sont plus élevées que souhaitable et causer des problèmes pendant l'entreposage, la distribution et l'exploitation. Certaines stratégies permettent de contrôler ces effets indésirables, notamment l'ajout de kérosène ou d'additifs, mais elles sont coûteuses et présentent des défis opérationnels pour obtenir un produit ayant une qualité et des caractéristiques uniformes et prévisibles[59].

La transestérification pose d'autres problèmes. Un de ses sous-produits est la glycérine, laquelle est obtenue à environ 8 p. 100 du volume du produit[60]. Les carbones dans la glycérine sont « perdus » puisqu'ils ne contribuent pas au rendement du carburant biodiesel, lequel est moins coûteux. La glycérine obtenue de la transestérification d'huiles végétales et de graisses animales est habituellement de piètre qualité et doit être nettoyée et traitée avant d'être vendue comme sous-produit viable.

Hydrotraitement du DRPH

Prétraitement

Un prétraitement est nécessaire pour préparer la plupart des matières premières en vue de l'hydrotraitement. Selon leur qualité, les matières premières peuvent contenir divers degrés de métaux alcalins, de phospholipides et de métallolipides, lesquels peuvent réduire l'efficacité des catalyseurs pendant l'hydrotraitement. L'hydrogénation des doubles liaisons dans les chaînes d'acides gras pourrait aussi être effectuée dans l'unité de prétraitement[61,62].

---

[59] Ressources naturelles Canada. *Rapport de faisabilité technique – Ajout d'une moyenne annuelle de 2 % de diesel renouvelable dans le stock de distillat du Canada d'ici 2011*, publié en octobre 2010.

[60] Marker, T. L., Kokayeff, P. et Gosling, C. (UOP) et Faraci, G. et Perego, C. (Eni). *Green Diesel Production From Vegetable Oil*, exposé présenté à la conférence de l'American Institute of Chemical Engineers, à Salt Lake City, É.-U., novembre 2007.

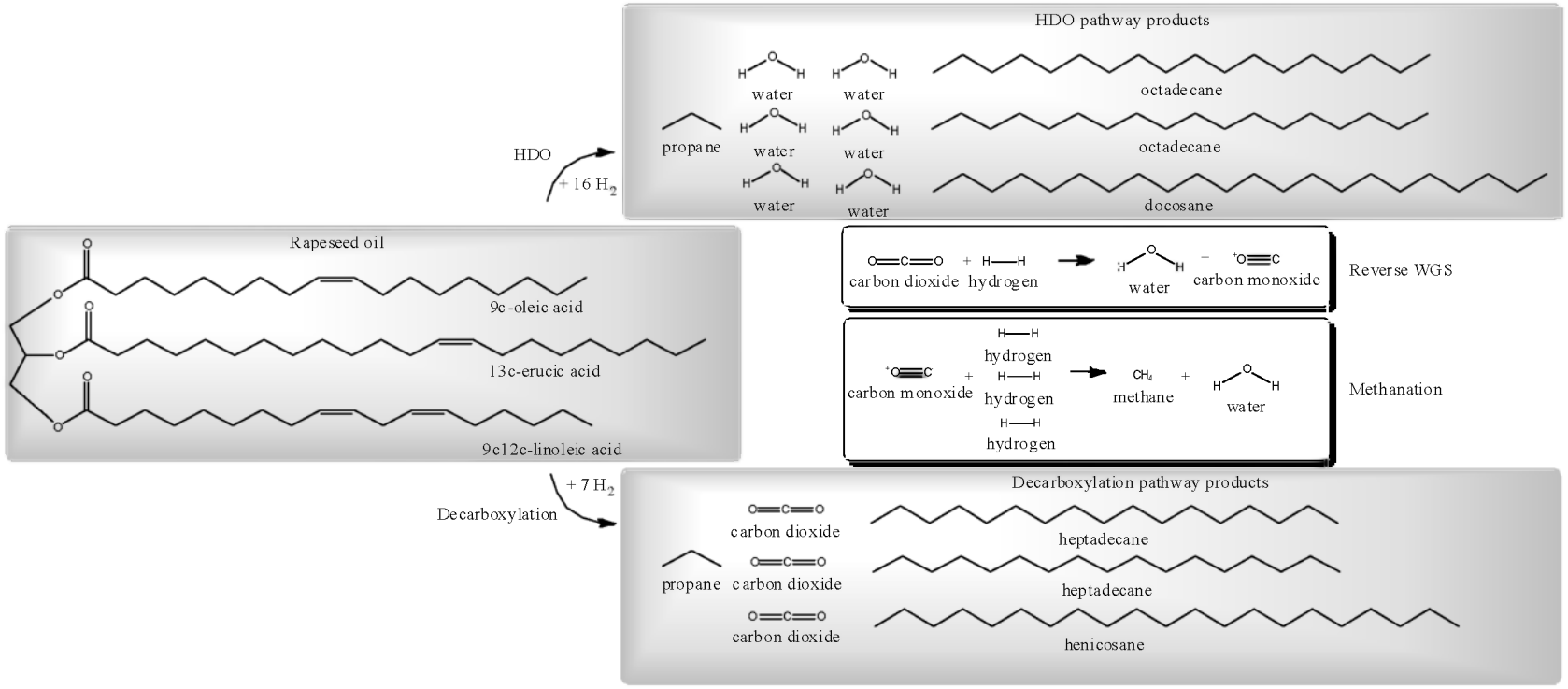
[61] Holmgren, J., Gosling, C., Couch, K., Kalnes, T., Marker, T., McCall, M. et Marinangeli, R. (UOP-Honeywell). « Refining Biofeedstock Innovations », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2007.

[62] Egeberg, R., Michaelsen, N. et Skyum, L. (Haldor Topsøe). *Novel Hydrotreating Technology for Production of Green Diesel*, date inconnue.

Mécanisme de réaction

L'hydrotraitement des triglycérides a comme principaux objectifs de retirer l'oxygène et de saturer les doubles liaisons C=C pour produire des n-alcanes (paraffine) dans les limites d'ébullition du diesel. L'hydrogène réagit avec les triglycérides à température et pression élevées en présence de catalyseurs pour hydrogéner les doubles liaisons dans les chaînes d'acide gras de la triglycéride. Ensuite, la chaîne principale du glycérol est brisée et l'oxygène retiré, laissant les n-alcanes. Il y a deux principales façons de retirer l'oxygène des triglycérides : hydrodésoxygénation (HDO) et décarboxylation (DCO). Ces deux méthodes requièrent différents intrants et procurent des produits différents, comme on le montre à la figure 5 pour l'huile de colza.

FIGURE 5 – HDO ET DCO DE L'HUILE DE COLZA



Traduction:

- Rapeseed oil = Huile de colza; 9c-oleic acid = Acide oléique 9c; 13c-eurcic acid = Acide érucique 13c; 9c12c-linoleic acid = Acide linoléique 9c12c.
- HDO pathway products = Produits de l'HDO; Propane = Propane; Water = Eau; Octadecane = Octadécane; Docosane = Docosane.
- Carbon dioxide = Dioxyde de carbone; Hydrogen = Hydrogène; Water = Eau; Carbon Monoxide = Monoxyde de carbone; Reverse WGS = Conversion catalytique inverse.
- Carbon monoxide = Monoxyde de carbone; Hydrogen = Hydrogène; Methane = Méthane; Water = Eau; Methanation = Méthanisation.
- Decarboxylation pathway products = Produits de la DCO; Propane = Propane; Carbon dioxide = Dioxyde de carbone; Heptadecane = Heptadécane; Henicosane = Hénicosane.

Source : Haldor Topsøe. *Turning over a new leaf in renewable diesel hydrotreating*, 2010.
http://www.topsoe.com/business_areas/refining/Hydrotreating/~/media/PDF%20files/Refining/topsoe_npra_2010_turning_over_a_new_leaf.ashx

Comme on peut le constater à la figure 5, l'HDO de l'huile de colza exige un intrant de 16 moles d'hydrogène et produit 1 mole de propane et 6 moles d'eau en plus des hydrocarbures du DRPH. La DCO, par contre, demande seulement 7 moles d'hydrogène pour produire 1 mole de propane et 3 moles de CO_2. Toutefois, le CO_2 peut encore réagir avec l'hydrogène pour former d'abord du CO (conversion catalytique inverse) et ensuite du CH_4 (méthanisation, voir la figure 5), ce qui nécessite 4 moles d'hydrogène de plus pour chaque mole de CO_2. Par conséquent, la DCO peut demander au total jusqu'à 19 moles d'hydrogène, selon l'envergure de la conversion catalytique inverse et la méthanisation[63].

L'HDO et la DCO produisent des hydrocarbures de différents poids moléculaires. L'HDO consiste à briser les liaisons C-O dans le groupe glycérol et à hydrogéner les chaînes de propyle et d'acides gras obtenus. Au cours de la DCO, le groupe CO_2 est séparé complètement du groupe propylée du glycérol et des chaînes aliphatiques des acides gras, lesquelles sont ensuite hydrogénées. Par conséquent, les molécules paraffiniques produites par l'HDO renferment un atome de carbone de plus que celles produites par la DCO, ce qui, en termes pratiques, correspond à un rendement de 5 p. 100 plus élevé d'un produit liquide comparativement à la DCO[64]. Toutefois, on n'observe aucune différence importante dans les propriétés des carburants.

Enfin, l'HDO ne donne comme sous-produit que du propane et de l'eau. La DCO, pour sa part, procure la même quantité de propane que l'HDO et aussi des quantités de CO_2, de CO et d'eau qui varient selon l'envergure de la conversion catalytique et de la méthanisation. Par conséquent, la DCO peut également produire davantage d'émissions de GES.

Comme on peut le voir dans l'exemple précédent, la réaction à l'hydrotraitement peut avoir une incidence marquée sur les conditions de traitement (notamment l'admission de H_2) et les produits. Les catalyseurs peuvent être utilisés pour contrôler les réactions choisies. Par exemple, pour l'hydrotraitement de l'huile de soja, il est préférable d'utiliser des catalyseurs de nickel-molybdène pour l'HDO et des catalyseurs de cobalt-molybdène pour la DCO[65].

Il ne faut pas oublier qu'en pratique, l'HDO et la DCO se produisent au cours de l'hydrotraitement et ne peuvent être complètement contrôlées; toutefois, un juste équilibre entre les catalyseurs et les conditions dans le réacteur peut aider à réduire l'admission d'hydrogène et la production de CO_2 et ainsi maximiser le rendement du produit liquide.

Les catalyseurs utilisés au cours de l'hydrotraitement peuvent également avoir une incidence sur le point d'écoulement du produit final. Par exemple, selon une étude, le recours à un support en silice-alumine (SiO_2-Al_2O_3) pour un catalyseur au nickel-molybdène au lieu d'un support en silice (SiO_2) pour

---

[63] Haldor Topsøe. *Turning over a new leaf in renewable diesel hydrotreating*, 2010. http://www.topsoe.com/business_areas/refining/Hydrotreating/~/media/PDF%20files/Refining/topsoe_npra_2010_turning_over_a_new_leaf.ashx

[64] Ibidem

[65] Bambang Veriansyah, Jae Young Han, Seok Ki Kim, Seung-Ah Hong, Young Jun Kim, Jong Sung Lim, Young-Wong Shu, Seong-Geun Oh et Jaehoon Kim. « Production of renewable diesel by hydroprocessing of soybean oil: Effect of catalysts », *Fuel*, sous presse, la version électronique de l'épreuve corrigée sera disponible le 7 novembre 2011.

l'hydrotraitement d'un mélange d'huiles de jatropha, de palme et de canola, fait passer le point d'écoulement du produit liquide de 20 °C à -10 °C[66].

Comme on l'a déjà mentionné, la teneur en AGL des matières premières entre en jeu pour la transestérification, mais pas pour l'hydrogénation. L'hydrotraitement permet de convertir facilement les AGL en hydrocarbures, alors que ce n'est pas le cas avec la transestérification. En fait, dans certains cas, cette dernière produit des AGL, ce qui malheureusement mène à la formation de sédiments dans le produit final. Par conséquent, une plus vaste gamme de matières premières peut être utilisée pour l'hydrotraitement, sans avoir d'incidence sur la qualité du produit. Par exemple, ceci permet d'utiliser le tallöl, sous-produit de l'industrie des pâtes et papiers, qui renferme presque exclusivement des AGL (et d'autres molécules) mais pas de triglycérides[67]. Les matières premières qui ont une teneur en AGL très élevées (comme le tallöl) peuvent poser d'autres problèmes dans l'unité d'hydrotraitement, comme la corrosion acide et, dans certains cas, un prétraitement est nécessaire pour réduire la teneur en AGL.

Il convient de signaler que même si les matières premières utilisées pour produire le DRPH sont renouvelables, ce n'est souvent pas le cas pour le réactif H_2. L'hydrogène est habituellement produit au cours du reformage à la vapeur à températures élevées des combustibles fossiles, comme le gaz naturel ou la houille. En plus des combustibles fossiles utilisés pour produire l'hydrogène, de l'énergie est requise pour obtenir la vapeur et les températures élevées requises pour la réaction. Le dioxyde de carbone est également un produit des réactions du reformage à la vapeur, ce qui augmente aussi les émissions de GES du procédé (à moins que le CO_2 ne soit capté et séquestré).

Il existe néanmoins des façons de produire l'hydrogène de manière durable sans recourir aux combustibles fossiles (quoique leur coût est plus élevé) : l'électrolyse de l'eau, où l'électricité utilisée est produite avec des sources renouvelables; l'utilisation des gaz d'enfouissement pour le reformage à la vapeur; la dissociation photocatalytique de l'eau avec l'énergie solaire; et la production d'hydrogène à l'aide d'enzymes et de la fermentation de matériaux organiques.

Déparaffinage catalytique

Le point de fusion du produit liquide de l'hydrotraitement est fonction de la composition des matières premières, du mode d'hydrotraitement et des catalyseurs utilisés. Dans la plupart des cas, des paraffines à longues chaînes ramifiées ayant un point de fusion élevé sont produites et forment une cire solide lorsqu'elles refroidissent. Le point de fusion du DRPH peut être réduit de trois façons : fractionnement/distillation, mélange avec des additifs et isomérisation catalytique (déparaffinage). Le fractionnement et la distillation consistent à retirer les hydrocarbures dont le point de fusion est élevé, mais ces modes produisent un DRPH à rendement moins élevé. Les additifs comme le kérosène ou des agents de suppression du point de trouble doivent être mélangés en concentration élevée, ce qui augmente les coûts. Le déparaffinage catalytique demande l'isomérisation ou l'hydrocraquage

[66] Liu, Y., Sotelo-Boyas, R., Murata, K., Minowa, T. et Sakanishi, K. « Hydrotreatment of Vegetable Oils to Produce Bio-Hydrogenated Diesel and Liquefied Petroleum Gas Fuel over Catalysts Containing Sulfided Ni–Mo and Solid Acids », *Energy & Fuels*, vol. 25, nº 10, p. 4675-4685, 2011.

[67] Egeberg, R., Michaelsen, N. et Skyum, L. (Haldor Topsøe). *Novel Hydrotreating Technology for Production of Green Diesel*, date inconnue.

d'hydrocarbures au point de fusion élevé, donnant un produit ayant un point d'écoulement plus souhaitable. Les conditions de catalyse et de traitement peuvent être contrôlées afin de produire du DRPH ayant le point d'écoulement requis (c.-à-d., DRPH d'été par rapport au DRPH d'hiver). Étant donné que les chaînes sont plus courtes, le rendement des produits liquides est légèrement inférieur pour le DRPH d'hiver (approximativement 10 p. 100), ce qui contribue à son coût plus élevé par rapport au DRPH d'été[68]. Les molécules de napthe à courtes chaînes (5 à 12 carbones) sont un produit de l'isomérisation. Moins le point d'écoulement du carburant liquide est élevé, plus la fraction de napthe est élevée (et, par conséquent, la fraction liquide est moins élevée), ce qui n'est pas souhaitable puisque le napthe a une valeur inférieure au diesel.

Toutes les installations de production commerciale du DRPH actuellement en opération sont équipées d'une unité de déparaffinage catalytique pour contrôler le point de trouble. En outre, le procédé SUPERCETANE[MC] de CanmetÉNERGIE a recours au fractionnement et à la distillation[69]. Les procédés de déparaffinage catalytique et de fractionnement/distillation permettent tous les deux de contrôler le point de trouble du produit final en modifiant les conditions d'exploitation. Dans les deux cas, plus le point de trouble est faible, plus le rendement du produit est faible (puisqu'une plus grande fraction de molécules doit être retirée) et, par conséquent, le prix du DRPH à point de trouble faible est plus élevé.

Unités de traitement simultané par rapport aux unités autonomes

Comme on l'a déjà mentionné, un des avantages que présente le procédé de production du DRPH est qu'il a recours à la technologie de raffinage actuelle. Les unités d'hydrotraitement sont déjà utilisées dans les raffineries classiques pour désulfurer les distillats fractionnés, y compris le carburant diesel. Cette même technologie peut donc être utilisée pour hydrotraiter des huiles renouvelables en vue de produire le DRPH. Ceci peut être fait par traitement simultané des matières premières renouvelables avec le carburant diesel classique ou en construisant une unité autonome réservée exclusivement à la production du DRPH. Le traitement simultané réduit considérablement les coûts des investissements, puisque les matières premières renouvelables sont traitées dans l'unité d'hydrotraitement déjà en place. Toutefois, les paramètres d'exploitation et les catalyseurs utilisés pour le carburant diesel et les huiles renouvelables sont fort différents et le passage d'un mode d'exploitation à l'autre prend du temps en raison des changements devant être apportés au lit de catalyseur et aux conditions d'exploitation.

L'hydrotraitement des esters, des acides gras et des triglycérides renfermant de l'oxygène, que ce soit par HDO ou DCO, est très rapide et hautement exothermique (c.-à-d., qui dégage beaucoup de chaleur). En fait, une fois le traitement lancé, la chaleur émanant de la réaction peut être suffisante pour la maintenir sans devoir ajouter une grande quantité d'énergie, voire aucune. Toutefois, en raison de cette rapide réaction exothermique, la température et la pression dans le lit du réacteur sont fort complexes et peu uniformes. Une élévation de la température trop grande et trop rapide peut entraîner la formation de coke, ce qui encrassera le réacteur et désactivera le catalyseur, diminuant ainsi la pression partielle du H_2 à l'emplacement du catalyseur (et une plus grande quantité de H_2 sera requise pour compenser) et

---

[68] Communications personnelles.

[69] CanmetÉNERGIE. La technologie *du SUPERCÉTANE[MC] de CanmetÉNERGIE*, site Web, dernière modification apportée le 20 novembre 2008. http://canmetenergie.rncan.gc.ca/procedes-industriels/systemes-energetiques-industriels/publications/1543

accentuera la baisse de pression. Cet effet peut être contrôlé en utilisant un lit de catalyse gradué contenant de multiples couches de catalyseurs pour différentes activités pouvant « orienter » la réaction dans le lit du réacteur, et assurer une distribution plus uniforme de la température et de la pression. On peut clairement voir à la figure 6 l'incidence de l'ajout d'un faible pourcentage de matières premières renouvelables dans une unité d'hydrotraitement du diesel classique, qui montre la hausse de température et des besoins en H_2 comme une fonction du pourcentage des matières premières traitées simultanément au cours de différents modes d'exploitation à la raffinerie Preem à Gothenburg, en Suède (le tallöl est utilisé comme matière première renouvelable)[70].

Comme on peut le constater à la figure 6, la nature fortement exothermique de l'hydrotraitement des hydrocarbures renfermant de l'oxygène peut avoir une grande incidence sur les conditions dans le réacteur. À l'heure actuelle, les unités d'hydrotraitement peuvent habituellement traiter simultanément de faibles quantités de matières premières (de 5 à 10 p. 100) en optimisant la charge de catalyseurs. Afin d'accroître les quantités de matières premières traitées, des modifications doivent être apportées à l'unité et pourraient consister en la sélection de matériaux (stress thermique, problèmes de corrosion), un système en boucle pour gérer le CO et le CO_2, des températures du réacteur (fortement exothermiques), les besoins en hydrogène, les limites hydrauliques, la taille du réacteur et toute autre modification nécessaire pour que les réactions se produisent en toute sécurité et fiabilité.

Un des avantages du DRPH est qu'il peut être mélangé au diesel classique à de fortes concentrations, jusqu'à 100 p. 100, avec peu d'effets néfastes, voire aucun (en fait, il y a parfois des effets positifs, comme on le verra dans la section 4). Bien qu'il soit relativement simple d'optimiser les conditions dans le réacteur pour un pourcentage donné de matières premières renouvelables, ces conditions peuvent varier grandement selon le pourcentage du mélange. La production en lot du DRPH dans une installation autonome offre aux entreprises de raffinage une plus grande souplesse en ce qui a trait aux modifications en temps réel dans le pourcentage de mélange[71,72].

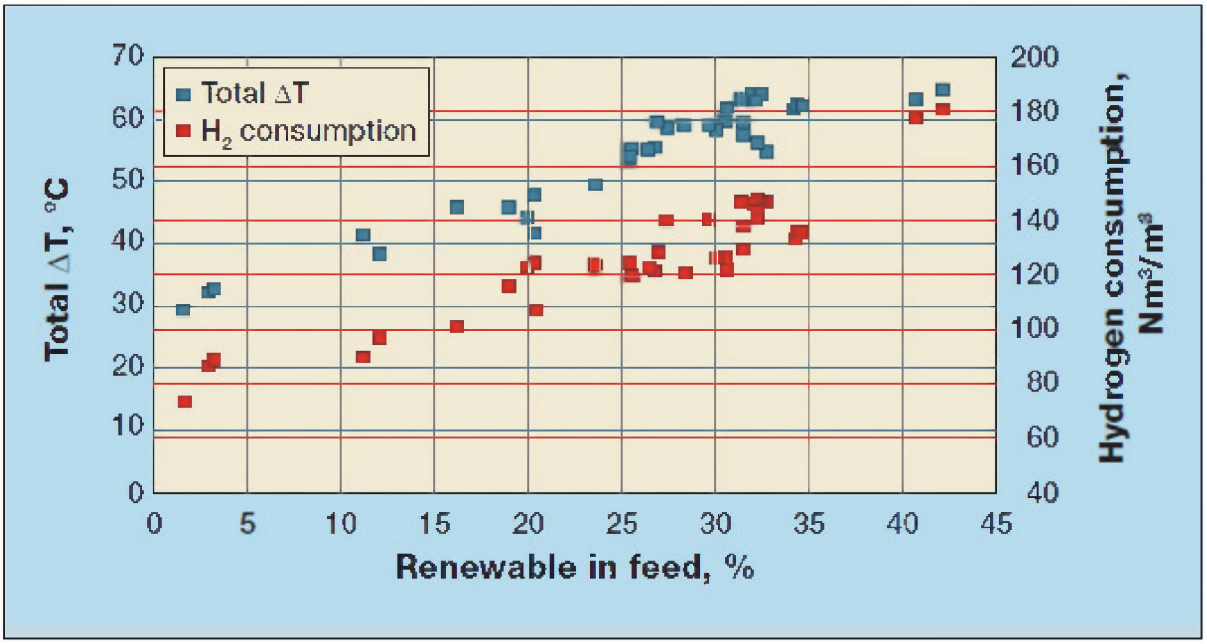
---

[70] Haldor Topsøe. *Turning over a new leaf in renewable diesel hydrotreating*, 2010. http://www.topsoe.com/business_areas/refining/Hydrotreating/~/media/PDF%20files/Refining/topsoe_npra_2010_turning_over_a_new_leaf.ashx

[71] Egeberg, R., Michaelsen, N. et Skyum, L. (Haldor Topsøe). *Novel Hydrotreating Technology for Production of Green Diesel*, date inconnue.

[72] Communications personnelles.

FIGURE 6 – CHANGEMENTS DANS LA TEMPÉRATURE ET LA CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DANS UNE UNITÉ D'HYDROTRAITEMENT SIMULTANÉ AVEC LE TALLÖL



Traduction :

- Total ΔT,°C = ΔT totale °C; Total ΔT = ΔT totale; H_2 consumption = Consommation de H_2; Renewable in feed, % = % de matières premières renouvelables; Hydrogen consumption, Nm^3/m^3 = Consommation d'hydrogène (Nm^3/m^3).

Source : Egeberg, R. et Knudsen, K. (Haldor Topsoe); Nyström, S., Grennfelt, E. L. et Efraimsson, K. (Preem). « Industrial-scale Production of Renewable Diesel », *Petroleum Technology Quarterly*, T3, 2011.

Comme on l'a déjà mentionné, la quantité d'hydrogène requise pour hydrotraiter les matières premières renouvelables est beaucoup plus élevée que pour le carburant diesel classique. Par conséquent, la capacité actuelle de production d'hydrogène d'une raffinerie de pétrole pourrait ne pas être suffisante pour traiter simultanément des pourcentages élevés de matières premières. Il est probable que l'accroissement de la capacité de production d'hydrogène pour effectuer le traitement simultané des matières premières renouvelables ne soit pas considéré comme étant rentable.

La transformation simultanée pose, dans le marché américain, une autre préoccupation : en vertu de la RFS2 des États-Unis[73], le DRPH qui est produit par traitement simultané avec le diesel classique n'a pas, à l'heure actuelle, une aussi grande valeur que le DRPH produit de façon autonome. Cette question est examinée plus en détail dans la section 7.1.

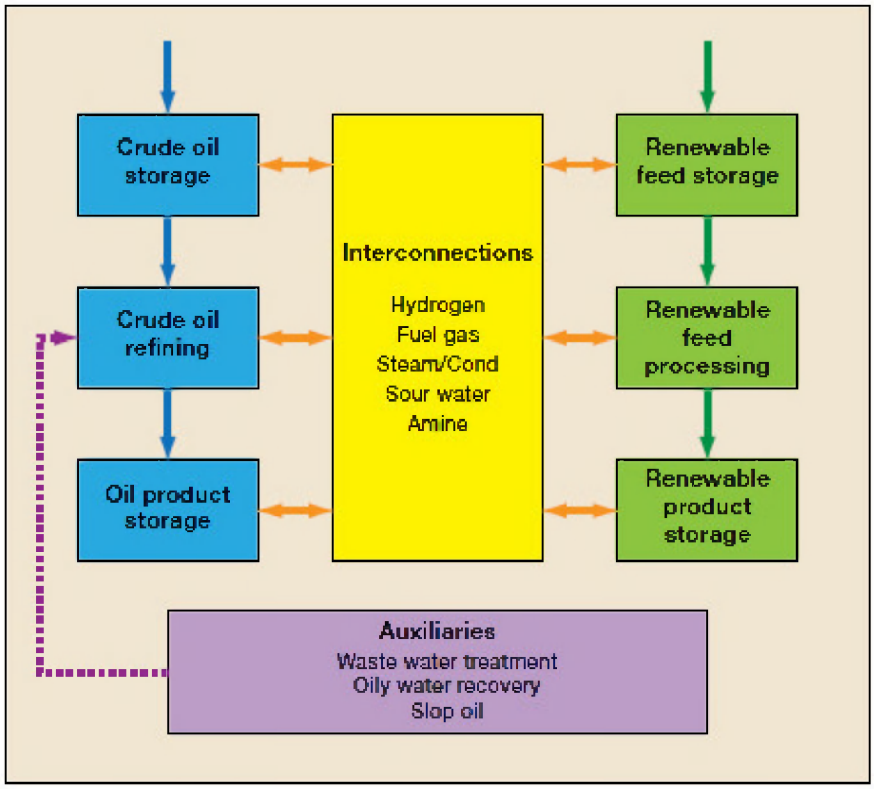
[73] La transformation simultanée du DRPH est admissible pour les D5 RIN dans la catégorie des biocarburants avancés de type A; toutefois, à l'heure actuelle, ces RIN se négocient à environ la moitié du prix des D4 RIN.

Les unités d'hydrotraitement autonomes pour les matières premières renouvelables ont comme avantage qu'elles sont adaptées à la production du DRPH et ainsi optimisées. Elles peuvent être construites en tant qu'installations supplémentaires aux raffineries déjà en place pour tirer parti de la capacité actuelle de production d'hydrogène et rationaliser la gestion des gaz recyclés. La figure 7 illustre cette situation. Le DRPH peut également être mélangé au diesel classique après la transformation à la raffinerie avant d'être acheminé aux terminaux, ou il peut être tenu séparé en vue de sa distribution et de sa vente comme produit pur. Le pourcentage du mélange peut être établi à court préavis selon les conditions changeantes du marché sans avoir à modifier les conditions d'exploitation.

Toutefois, une installation de production autonome a comme inconvénient évident que les coûts des immobilisations sont élevés pour la mise en place de l'infrastructure supplémentaire requise. Afin qu'une telle installation soit rentable, l'opérateur doit tirer parti des économies d'échelle en produisant du diesel renouvelable en grand volume. La transformation simultanée permet au raffineur de mélanger de petits volumes de DRPH et de réduire ses dépenses en immobilisations (lesquelles servent principalement à la réception, à l'entreposage et à la transformation des matières premières).

La décision de recourir à la transformation simultanée ou à une installation autonome pour produire le DRPH sera grandement fonction des conditions locales. Aux États-Unis, toutefois, il est peu probable que la transformation simultanée soit privilégiée à court ou à moyen terme en raison des prix de RIN peu favorables comparativement au DRPH produit par une unité autonome, conformément à la RFS2.

FIGURE 7 – INTÉGRATION D'UNE USINE DE PRODUCTION DU DRPH AUTONOME À UNE RAFFINERIE DE PÉTROLE



Traduction :

- Crude oil storage = Entreposage du pétrole brut; Crude oil refining = Raffinage du pétrole brut; Oil product storage = Entreposage des produits pétroliers.
- Interconnections = Interconnexions; Hydrogen = Hydrogène; Fuel gas = Gaz combustible; Steam/Cond = Vapeur/Cond.; Sour water = Eau acide; Amine = Amine.
- Renewable feed storage = Entreposage des matières premières renouvelables; Renewable feed processing = Traitement des matières premières renouvelables; Renewable product storage = Entreposage des produits renouvelables.
- Auxiliaries = Activités auxiliaires; Waste water treatment = Traitement des eaux usées; Oily water recovery = Récupération de l'eau huileuse; Slop oil = Rejets à retraiter.

Source : Keyrllälnen, J. et Koskinen, M. (Neste Jacobs). « Renewable Fuels and Biofuels in a Petroleum Refinery », *Petroleum Technology Quarterly*, T1, 2011.

3.3 Coûts des investissements et d'exploitation pour la production du DRPH

3.3.1 Usines autonomes

Le tableau 3 présente les coûts des investissements et les capacités de production de chacune des usines commerciales de DRPH en exploitation aujourd'hui, ainsi qu'une estimation des coûts d'usines éventuelles.

Signalons qu'en 2006, CanmetÉNERGIE a procédé à une analyse financière pour une usine d'une capacité éventuelle de 8 000 bpj qui a recours à sa technologie brevetée SUPERCETANE[MC] pour hydrotraiter les huiles végétales et les graisses animales en cire lubrifiante. Les coûts des investissements étaient estimés à 12,7 millions de dollars, ce qui n'inclut pas l'unité de déparaffinage utilisée pour convertir les matières premières en DRPH[74].

[74] CanmetÉNERGIE. *La technologie du SUPERCÉTANE[MC] de CanmetÉNERGIE*, site Web, dernière modification apportée le 20 novembre 2008. http://canmetenergie.rncan.gc.ca/procedes-industriels/systemes-energetiques-industriels/publications/1543

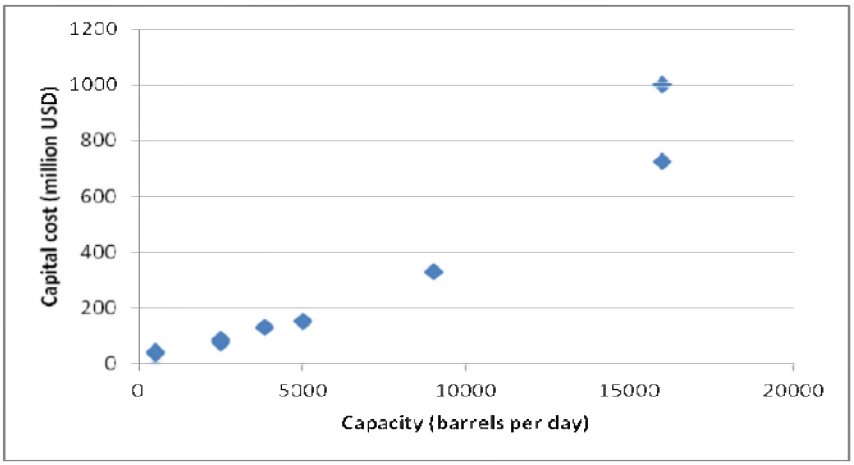
TABLEAU 3 – COÛTS DES INVESTISSEMENTS DES INSTALLATIONS COMMERCIALES DE PRODUCTION DU DRPH

Entreprise	Emplacement	Capacité	Coûts des investissements ($US)	Coûts des investissements par capacité de bpj	Source
Neste Oil	Porvoo, Finlande	190 000 tonnes par an (TPA) 3 800 bpj	130 millions $	34 000 $	[1]
Neste Oil	Porvoo, Finlande	190 000 TPA 3 800 bpj	130 millions $	34 000 $	[1]
Neste Oil	Tuas, Singapore	800 000 TPA 16 000 bpj	725 millions $	45 000 $	[2]
Neste Oil	Rotterdam, Pays-Bas	800 000 TPA 16 000 bpj	1 milliard $	63 000 $	[3]
Dynamic Fuels (coentreprise de Syntroleum et Tyson Foods)	Geismar, Louisiane	240 000 TPA 5 000 bpj	150 millions $	30 000 $	[4]
Coentreprise de Valero Darling	Norco, Louisiane	440 000 TPA 9 000 bpj	330 millions $ (y compris 241 millions $ en garantie de prêt du département de l'Énergie des É.-U.)	36 000 $	[5]
Usine éventuelle à petite échelle		500 bpj	36 à 42 millions $	72 000 $ à 84 000 $	[6]
Usine éventuelle à petite échelle		2 500 bpj	75 à 85 millions $	30 000 $ à 34 000 $	[6]

[1]Schill, S. R. « Heeding Hydrogenation », *Biodiesel Magazine*, publié en ligne le 15 mars 2007.
[2]Nest Oil. *Neste Oil celebrates the grand opening of its ISCC-certified renewable diesel plant in Singapore*, communiqué diffusé le 8 mars 2011.
[3]Green Car Congress. *Neste Oil to Build $1B NExBTL Renewable Diesel Plant in Rotterdam*, publié en ligne le 13 juin 2008.
[4]Syntroleum. *Syntroleum Announces Third Quarter Results and October Production Update*, communiqué diffusé le 8 novembre 2011.
[5]Stuckey, M. « Valero begins construction of $330 million renewable diesel plant in Norco », *St Charles Herald Guide*, 6 octobre 2011.
[6]Communications personnelles.

La figure 8 montre les coûts des investissements totaux en fonction de la capacité de production. Cette analyse ne tient compte que de six usines commerciales et de deux usines éventuelles et n'est donc pas entièrement représentative. En outre, les coûts des investissements peuvent être calculés de différentes façons et les données peuvent varier selon les éléments inclus, de sorte que cette analyse n'est qu'une estimation approximative. Toutefois, selon les données disponibles, il semble que pour le moment les économies d'échelle ne s'appliquent pas encore aux coûts des investissements pour la construction de nouvelles usines de DRPH, puisque la relation semble être relativement linéaire.

FIGURE 8 – COÛTS DES INVESTISSEMENTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ – USINES DE DRPH À PETITE, MOYENNE ET GRANDE ÉCHELLE



Traduction :

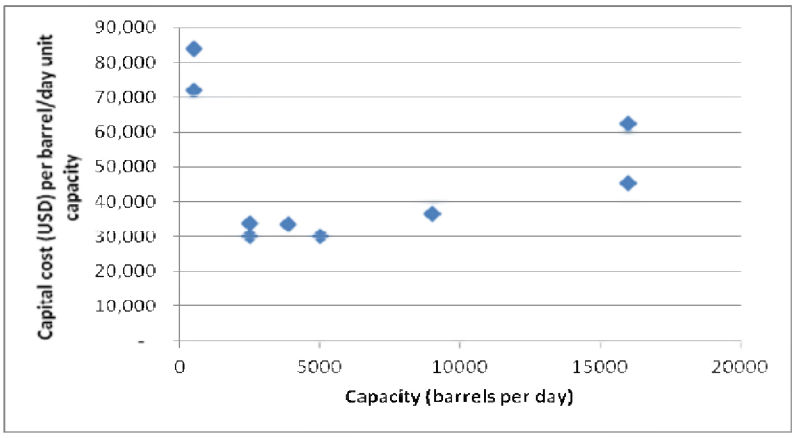
- Capital cost (million USD) = Coûts des investissements (millions $ US); Capacity (barrels per day) = Capacité (bpj).

Une autre façon d'interpréter les données est d'analyser le coût unitaire des investissements (coût des investissements par capacité de bpj, voir le tableau 3) en fonction de la capacité de l'usine, ce que l'on peut voir à la figure 9. Comme on peut le constater, le coût unitaire des investissements est élevé pour les très petites et les très grandes usines (de 45 000 $ à 85 000 $ par capacité de bpj), mais approximativement la même pour les autres usines (de 30 000 $ à 40 000 $ par capacité de bpj). En comparaison, les coûts des investissements moyens pour une raffinerie de pétrole s'élèvent de 15 000 $ à 20 000 $ par capacité de bpj[75]. Les raffineries de pétrole types peuvent avoir une capacité variant de dizaine à des centaines de milliers de bpj. Pour le biodiesel, les coûts des investissements varient de 20 000 $ à 30 000 $ par capacité de bpj pour les usines produisant près de 2 000 bpj, ce qui est considéré comme un grand volume (c.-à-d., environ 114 millions de litres par an)[76].

[75] Energy Information Administration des États-Unis. *Annual Energy Outlook 2006*, DOE/EIA-0383, p. 57-58, 2006.

[76] Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA) et l'Iowa State University. *Biodiesel Profitability*, modèle Excel, dernière mise à jour le 10 janvier 2012.

FIGURE 9 – COÛT UNITAIRE DES INVESTISSEMENTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DU DRPH



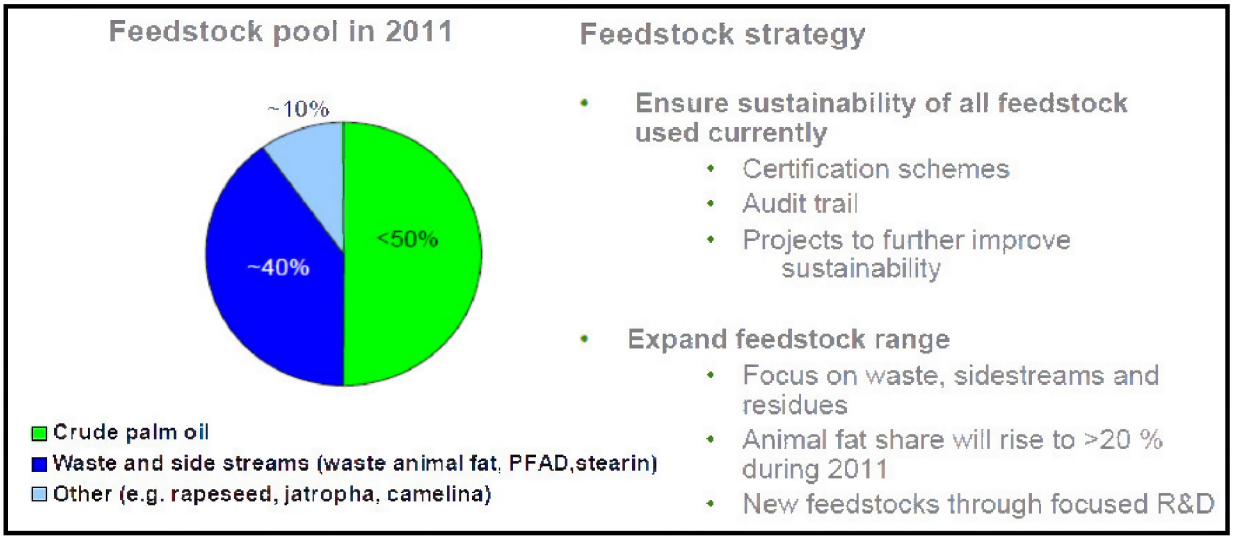
Traduction :

- Capital cost (USD) per barrel/day unit capacity = Coût des investissements ($ US) par capacité de bpj; Capacity (barrels per day) = Capacité (bpj).

Les coûts d'exploitation d'une installation de production du DRPH incluent les suivants : matières premières renouvelables, hydrogène, intrant énergétique/services publics, eau, catalyseurs, produits chimiques, main-d'œuvre directe et indirecte et frais administratifs. Les coûts d'exploitation sont beaucoup plus difficiles à prévoir en raison du fait que le prix des matières premières, de l'hydrogène et des services publics, qui sont les plus importants éléments des coûts de production, peuvent varier considérablement selon la conjoncture du marché à l'échelle locale, nationale et internationale. Les coûts des matières premières représentent approximativement 80 p. 100 des dépenses d'exploitation alors que l'hydrogène et les services publics constituent environ 15 p. 100[77]. Compte tenu de l'important rôle que jouent les matières premières dans l'établissement des coûts de production, une variation dans les prix peut faire toute la différence en matière de rentabilité d'une exploitation de DRPH. C'est également pourquoi il est avantageux de diversifier l'approvisionnement en matières premières afin de pouvoir s'adapter à leurs prix changeants. La figure 10 illustre la stratégie de diversification des matières premières.

[77] Communications personnelles.

FIGURE 10 – STRATÉGIE DE DIVERSIFICATION DES MATIÈRES PREMIÈRES DE NESTE OIL



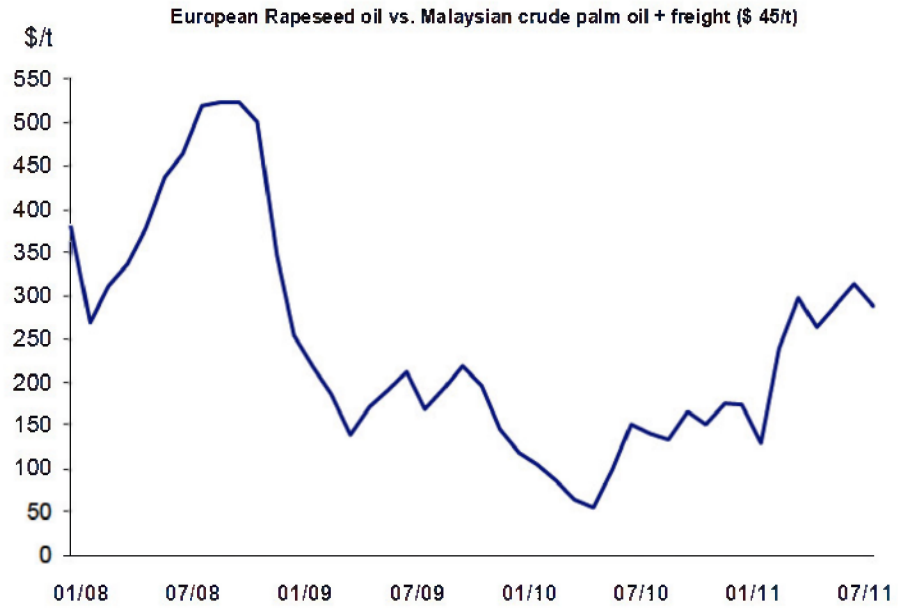
Traduction :

- Feedstock pool in 2011 = Matières premières en 2011; Crude palm oil = Huile de palme brute; Waste and side streams (waste animal fat, PFAD, stearin) = Déchets et soutirages latéraux (graisse animale, distillat d'acide gras de palme, stéarine); Other (e.g. rapeseed, jatropha, camelina) = Autres (p. ex., colza, jatropha, cameline).
- Feedstock Strategy = Stratégie visant les matières premières.
- Ensure sustainability of all feedstock used currently = Assurer le développement durable de toutes les matières premières actuellement utilisées; Certification schemes = Certifications; Audit trail = Vérifications; Projects to further improve sustainability = Projets favorisant le développement durable;
- Expand feedstock range = Élargissement de la gamme de matières premières; Focus on waste, sidestreams and residues = Accent sur les déchets, les soutirages latéraux et les résidus; Animal fat share will rise to >20% during 2011 = Hausse de la part de la graisse animale à >20 p. 100 au cours de 2011; New feedstocks through focused R&D = Nouvelles matières premières grâce à la R-D ciblée.

Source : Lehmus, Matti (Neste Oil). *Renewable Fuels – Driving Growth and Profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 21septembre 2011.

On peut voir à la figure 11 la différence entre les prix de l'huile de colza et de l'huile de palme entre 2008 et 2011, qui varient de 50 $/t à l'été 2010 à 550 $/t à l'été 2008. Ceci illustre l'importance de la souplesse relativement aux matières premières utilisées.

FIGURE 11 – DIFFÉRENCE ENTRE LES PRIX DE L'HUILE DE COLZA EUROPÉENNE ET DE L'HUILE DE PALME MALAISIENNE (Y COMPRIS LE TRANSPORT JUSQU'EN EUROPE)



Traduction :

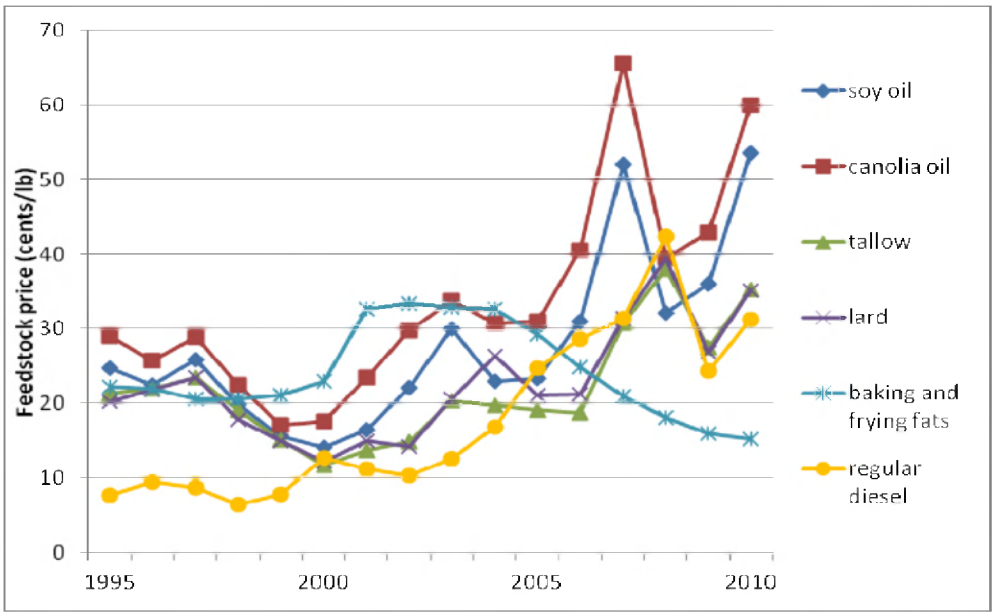
- European Rapeseed Oil vs. Malaysian Crude Palm Oil + Freight ($45/t) = Huile de colza européenne c. huile de palme malaisienne + transport (45 $/t)

Source : Lehmus, Matti (Neste Oil). *Renewable Fuels – Driving Growth and Profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 21septembre 2011.

Dans la figure 12, on compare les prix de matières premières utilisées aux É.-U. pour produire le biocarburant entre 1995 et 2010, au prix de gros du diesel ordinaire n° 2[78]. Comme on peut le constater, la volatilité des prix des matières premières a grandement augmenté depuis le début des années 2000, principalement en raison de la volatilité du prix du pétrole brut et aussi du développement des marchés du biocarburant. On peut voir à la figure 13, les prix de diverses matières premières utilisées pour produire le biocarburant par rapport aux prix de gros du diesel ordinaire n° 2.

[78] La matière première d'origine fossile équivalente aux huiles végétales et aux gras fondus est le carburant diesel ordinaire (non désulfuré), et non le pétrole brut. Le pétrole brut est d'abord distillé en certaines fractions à différents points d'ébullition, alors que le diesel ordinaire est produit de la fraction du carburant diesel, qui est ensuite envoyé à l'unité d'hydrotraitement aux fins de désulfurisation pour obtenir le DTFTS. Par conséquent, le diesel ordinaire est utilisé dans l'unité d'hydrotraitement pour produire du DTFTS et l'huile végétale ou les gras fondus (ou autres matières renouvelables adéquates, comme le tallöl traité) pour obtenir le DRPH.

FIGURE 12 – PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES UTILISÉES AUX ÉTATS-UNIS POUR PRODUIRE DU BIOCARBURANT ET DU DIESEL ORDINAIRE

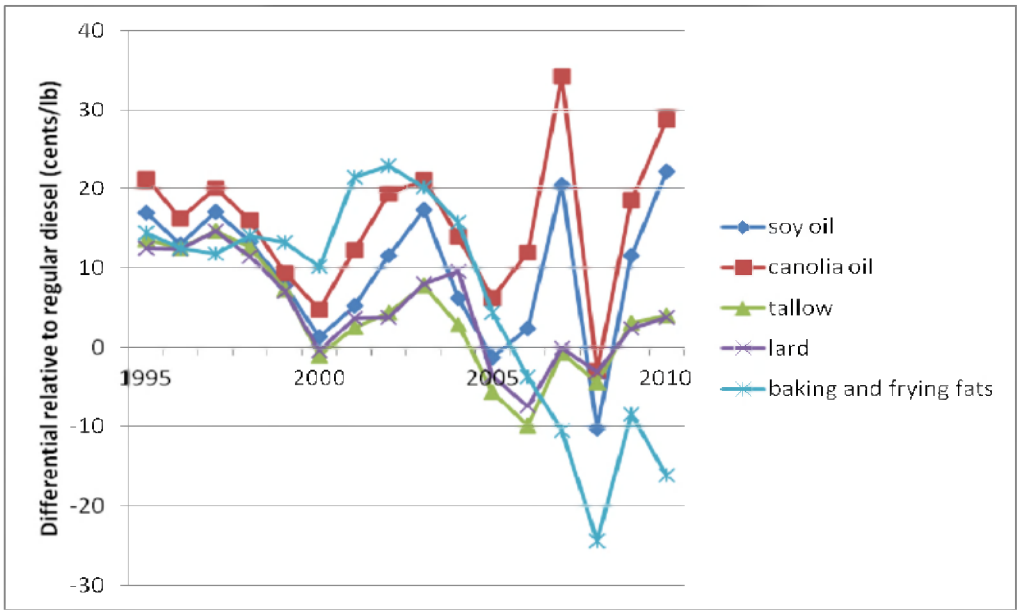


Traduction:

- Feedstock price (cents/lb) = Prix des matières premières (cents/lb).
- Soybean oil = Huile de soja; Canola oil = Huile de canola; Tallow = Suif; Lard = Lard; Baking and frying fats = Huiles de cuisson et de friture; Regular diesel = Diesel ordinaire.

Sources : Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA). *Oil Crops Yearbook 2011*, mis à jour en mars 2011. Energy Information Administration des États-Unis (EIA). *No.2 Distillate Prices by Sales Type,* date de diffusion le 1er novembre 2011.

FIGURE 13 – DIFFERENCE DE PRIX ENTRE LES MATIERES PREMIERES UTILISEES AUX ÉTATS-UNIS POUR PRODUIRE LE BIOCARBURANT ET LE DIESEL ORDINAIRE



Traduction:

- Difference relative to regular diesel (cents/lb) = Différence par rapport au diesel ordinaire (cents/lb);
- Soy oil = Huile de soja; Canola oil = Huile de canola; Tallow = Suif; Lard = Lard; Baking and frying fats = Huiles de cuisson et de friture.

Sources : Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA). *Oil Crops Yearbook 2011*, mis à jour en mars 2011.
Energy Information Administration des États-Unis (EIA). *No.2 Distillate Prices by Sales Type,* date de diffusion le 1er novembre 2011.

Comme on peut le constater, entre 1995 et 2005, les prix des matières premières renouvelables, sauf les huiles de cuisson et de friture, avaient habituellement un lien inverse avec les prix du carburant diesel. À partir de 2005, les prix des matières renouvelables commencent à suivre plus ou moins les prix du pétrole; cette tendance ne devrait toutefois pas se poursuivre indéfiniment (voir la section 7.3 pour un examen des prix du DRPH). L'installation ou l'adaptation de l'infrastructure de raffinage pour produire ou transformer simultanément du DRPH avec différentes matières premières pourrait être perçue comme une protection lorsque les prix du pétrole sont relativement élevés comparativement aux prix des matières premières renouvelables. Bien entendu, l'approvisionnement en matières premières doit être suffisant. Cette question est examinée plus en détail dans la section 7.4.

En 2011, Neste Oil a publié une estimation des coûts de production (les coûts des matières premières sont exclus) pour le procédé NExBTL, avec une comparaison avec les estimations de 2009. On peut voir ces coûts dans le tableau 4. Comme on peut le constater, les coûts de production s'élèvent à approximativement 17 cents US/L, soit une hausse de 14 cents/L par rapport aux estimations de 2009 en raison de la hausse des coûts des services publics.

TABLEAU 4 – MARGE DE PRODUCTION ESTIMATIVE POUR LE NEXBTL EN 2009 ET 2010

cents US/L NExBTL	2009	2010
Coûts fixes	4	4
Hydrogène et services publics	10	13
TOTAL	14	17

Source : Lehmus, Matti (Neste Oil). *Renewable Fuels – Driving Growth and Profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day de Neste Oil, le 21 septembre 2011.

En 2009, Neste Oil a également publié les marges de trésorerie estimatives pour le NExBTL pour la période de juillet 2008 à juin 2009, que l'on peut voir au tableau 5. La marge de trésorerie nette pour la période a été estimée à environ 18 cents US/L. La marge de 2010 était probablement un peu moins élevée en raison de la hausse susmentionnée des coûts des services publics. Les prix des matières premières n'ont pas nécessairement une incidence sur les marges puisque le prix du DRPH est habituellement fixé en fonction des prix du biocarburant. La section 7.3 renferme davantage de renseignements sur les prix du DRPH et du biodiesel.

TABLEAU 5 – MARGE DE PRODUCTION ESTIMATIVE DU NEXBTL ENTRE JUILLET 2008 ET JUIN 2009

	cents US/L NExBTL
Marge brute	31
Services publics et hydrogène	10
Marge des ventes	21
Coûts fixes	4
Marge de trésorerie nette	18

Source : Honkamaa, J. *Delivering Future Growth*, exposé présenté au Capital Markets Day de Neste Oil, le 29 septembre 2009.

3.3.2 Traitement simultané

Dans le cas du traitement simultané, les matières premières renouvelables sont traitées en même temps que la charge de pétrole dans l'infrastructure de raffinage en place, de sorte que les coûts des investissements marginaux et les dépenses d'exploitation sont minimes. Les entreprises British Petroleum (BP) et Petrobras ont toutes les deux construit des installations de traitement simultané en Australie et au Brésil, respectivement, et ont signalé que les coûts des investissements marginaux étaient minimes. L'usine de BP traite simultanément jusqu'à 2 000 bpj de DRPH (jusqu'à 5 p. 100 par volume) alors que celle de Petrobras a adapté quatre de ses raffineries au Brésil de sorte que chaque usine peut traiter simultanément jusqu'à 4 000 bpj de DRPH. Les coûts des investissements marginaux de Petrobras pour effectuer le traitement simultané s'élevaient à 5,6 millions de dollars US. Bien que les coûts des investissements marginaux et les coûts d'exploitation soient minimes, le prix des matières premières par rapport à celui de la charge de pétrole a bien entendu une grande incidence sur la marge de raffinage. Par exemple, Petrobras n'a pas encore effectué le traitement simultané à sa capacité

maximale en raison du prix actuellement élevé des matières premières par rapport à celui du diesel ordinaire[79,80].

3.4 Incidence de la production du DRPH sur les GES

On peut établir les GES liés à la production et à l'utilisation du DRPH à l'aide d'une analyse du cycle de vie complet, du puits jusqu'à la roue. Une telle analyse tient compte de toutes les émissions de GES découlant de la production et du transport des matières premières ainsi que de la production, du transport, de la distribution et de la combustion du carburant obtenu. Ceci inclut notamment la culture et la récolte des matières premières, l'utilisation d'engrais (selon le cas), les changements apportés directement à l'utilisation des terres (pour la production du DRPH), le traitement des matières premières, l'extraction du pétrole et la production et la distribution du DRPH. Le volet combustion de l'analyse du cycle de vie est un aspect important de la réduction des GES liés à l'utilisation des biocarburants parce que le CO_2 d'origine non fossile émis au cours de la combustion est considéré comme étant neutre, puisqu'il a été « récemment » séquestré de l'environnement au cours de la croissance de l'organisme source. Par contre, le CO_2 émis au cours de la combustion de combustibles fossiles est considéré comme étant nouvellement créé et, par conséquent est tenu en compte dans l'analyse du cycle de vie. Pour cette raison, il peut y avoir une réduction des émissions de GES pendant le cycle de vie liées à l'utilisation de certains biocarburants par rapport au diesel d'origine fossile, même si les émissions découlant de la production et du transport des matières premières et du carburant (du puits jusqu'à la roue, ou global) sont actuellement plus élevées que celles du diesel d'origine fossile. Le tableau 6 présente l'intensité énergétique (énergie utilisée en MJ par rapport à l'énergie produite en MJ dans le carburant final) des différentes étapes de l'analyse du cycle de vie, du puits jusqu'à la roue pour le NExBTL de Neste par rapport au diesel, en fonction des matières premières utilisées. Comme on peut le constater, l'intensité énergétique des huiles de colza et de palme est plus élevée que celle du diesel[81].

---

[79] Murphy, M. « BP turns animal for renewable diesel production », *The Age*, publié en ligne le 16 avril 2007.
[80] Khalip, A. (Reuters). *Petrobras H-Bio output on hold due to price*, publié le 16 janvier 2008.
[81] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

TABLEAU 6 – INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PUITS JUSQU'À LA ROUE DU NEXBTL ET DU DIESEL

Chaîne du biocarburant	**MJ/MJ NExBTL Huile de palme**	**MJ/MJ NExBTL Huile de colza**	**MJ/MJ NExBTL Huile de déchets d'origine animale**	**Chaîne des combustibles fossiles**	**MJ/MJ Combustibles fossiles Chaîne de référence des combustibles fossiles**
Culture et traitement des matières premières brutes	0.02	0.1	0.001	Production du pétrole brut et conditionnement à la source	0.03
Transport des matières premières brutes	0.1	0.01	0.01	Transport aux marchés du pétrole brut	0.01
Production du NExBTL	0.07	0.07	0.07	Raffinage du pétrole brut en diesel	0.10
Transport du produit final	0.01	0.01	0.01	Distribution du carburant diesel	0.01
Total	**0.2**	**0.19**	**0.09**		**0.15**

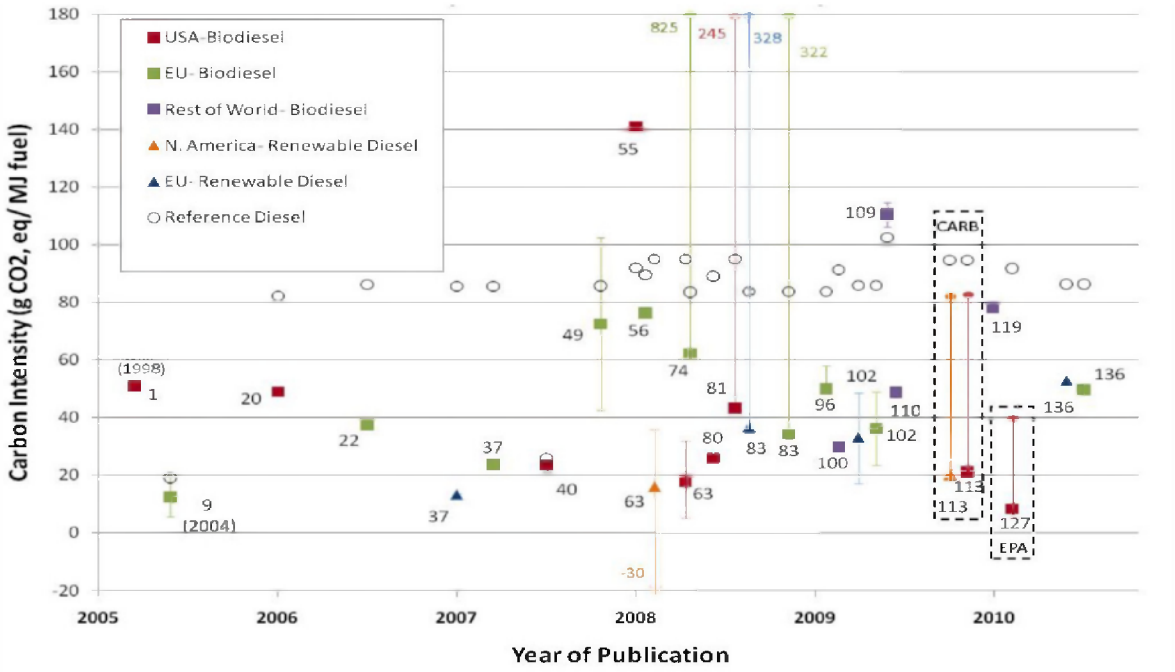
Nikander, S. (Université technologique d'Helsinki). *Greenhouse gas and energy intensity of product chain: Case transport fuel*, thèse de maîtrise publiée en mai 2008.

Un élément de l'analyse du cycle de vie qui prête à controverse sont les changements indirects à l'utilisation des terres, c'est-à-dire les changements se produisant à l'extérieur de la chaîne d'approvisionnement du biocarburant produit en raison des effets sur le marché. L'inclusion des changements indirects à l'utilisation des terres dans l'analyse du cycle de vie des biocarburants pourrait avoir une grande incidence sur les résultats de l'analyse[82]. La figure 14 présente l'intensité des émissions de carbone (aussi appelée facteur des émissions de GES ou potentiel de réchauffement du globe [PRG], équivalent g CO_2 par MJ de contenu énergétique du carburant) du biodiesel et du diesel renouvelable produit avec du soja, recueillie dans différentes études, en fonction de l'année de l'étude. Les points de données ayant de larges bandes dans une direction indiquent la différence dans l'intensité des émissions de carbone selon que les changements indirects à l'utilisation des terres ont été tenus en compte ou non[83].

[82] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, nº de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

[83] Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodiesel Chemistry, Carbon Footprint and Regional Fuel Quality*, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en février 2011.

FIGURE 14 – INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE CARBONE DU BIODIESEL ET DU DIESEL RENOUVELABLE PRODUITS AVEC DE L'HUILE DE SOJA



Traduction:

- Carbon intensity (g CO2, eq/MJ fuel) = Intensité des émissions de carbone (éq gCO_2/MJ carburant); Year of Publication = Année de publication.
- USA-Biodiesel = Biodiesel – É.-U.; EU-Biodiesel = Biodiesel – UE; Rest of World – Biodiesel = Biodiesel – Reste du monde; N. America – Renewable Diesel = Diesel de sources renouvelables – Amérique du Nord; EU – Renewable Diesel = Diesel de sources renouvelables – UE; Reference Diesel = Diesel de référence

CARB : California Air Resources Board EPA : Environmental Protection Agency

Note : Les numéros accompagnant chaque point de données permettent d'identifier l'étude d'où les données proviennent. Une liste complète des études incluses dans la figure est donnée dans la source ci-dessous.

Source : Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodiesel Chemistry, Carbon Footprint and Regional Fuel Quality*, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en février 2011.

Le fait de tenir compte ou non des changements indirects dans l'utilisation des terres est une question qui suscite beaucoup de controverse en particulier dans le contexte de la RFS2 des É.-U., laquelle exige une réduction minimale de 20 p. 100 des GES par rapport aux combustibles fossiles pour les biocarburants classiques et une réduction minimale de 50 p. 100 pour ce qu'on appelle les « biocarburants avancés »[84] (voir la section 7.1). L'inclusion ou l'exclusion des changements indirects dans l'utilisation des terres dans l'analyse du cycle de vie et la méthode de calcul de ces changements peuvent parfois constituer des facteurs déterminants pour établir si un biocarburant donné est admissible

[84] McMartin, C. et Noyes, G. *America Advances to Performance-Based Biofuels – The Advanced Renewable Fuels Standard/RFS2*, livre blanc publié par la Clean Fuels Clearinghouse, février 2010.

en vertu de la RFS2. L'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis inclut les changements indirects dans l'utilisation des terres dans ses analyses de différents carburants et modes de production pour établir s'ils répondent aux seuils des avantages en matière de PRG : l'EPA établit les seuils à l'aide d'une méthode qui inclut une analyse du cycle de vie complet de divers carburants, y compris les émissions découlant des changements apportés à l'utilisation des terres à l'échelle internationale pour répondre à la demande accrue en biocarburant[85]. L'EPA a effectué des analyses du cycle de vie pour le biocarburant et le diesel renouvelable produits avec de l'huile de soja, des huiles/gras/graisses de résidus biogènes, de l'huile d'algue, de l'huile de maïs non comestible et de l'huile des excès de cultures annuelles et du biodiesel produit avec l'huile de canola, et a constaté que ces matières premières et leurs procédés répondaient tous aux seuils de 50 p. 100 et de 20 p. 100 concernant les avantages en matière de PRG (ces seuils sont expliqués plus en détail dans la section 7.1)[86]. L'EPA a récemment publié un avis sur la disponibilité des données relativement à son analyse du cycle de vie du biodiesel et du diesel renouvelable produits avec l'huile de palme, lesquelles données montrent que ces carburants ne sont pas conformes au seuil minimal de 20 p. 100, principalement en raison de l'incidence des changements indirects de l'utilisation des terres[87]. Il ne s'agit toutefois pas de la décision finale et une fois que les experts et l'industrie auront fait part de leurs commentaires, cette décision pourrait changer. À l'heure actuelle, l'EPA n'a pas encore pris de décision concernant le DRPH produit avec de l'huile de canola, de l'huile de colza, de l'huile de jatropha et d'autres matières premières qui ne sont pas couramment utilisées aux États-Unis mais qui le sont à l'étranger.

Un autre élément important de l'analyse du cycle de vie est la répartition de la consommation d'énergie et des émissions entre les sous-produits des étapes de traitement des matières premières et de production du DRPH. Les trois méthodes les plus courantes sont : caractéristiques physiques et énergétiques, marché et remplacement. La méthode des caractéristiques physiques et énergétiques répartit les émissions en fonction du bilan massique ou énergétique des sous-produits par rapport aux produits et est habituellement utilisée lorsque des sous-produits énergétiques sont obtenus (comme le propane obtenu de l'hydrotraitement de biomatières premières). La méthode du marché répartit les émissions en fonction du prix du marché relatif des sous-produits et des produits et est utilisée pour les sous-produits non énergétiques ayant une valeur marchande (comme la production de tourteaux de soja pendant le traitement des fèves de soja). La méthode de remplacement tient compte des produits remplacés et soustrait les émissions liées à ces produits des émissions globales découlant du procédé en question. Le choix de la méthode de répartition appropriée est fonction du procédé, du type de sous-produits obtenus et du rapport entre les produits et les sous-produits. Aucune méthode n'est idéale et les résultats finaux peuvent varier de 25 à 60 p. 100 selon la méthode choisie[88,89].

---

[85] Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. *EPA Lifecycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions from Renewable Fuels*, annonce réglementaire de l'Office of Transportation and Air Quality, EPA-420-F-10-006, février 2010.

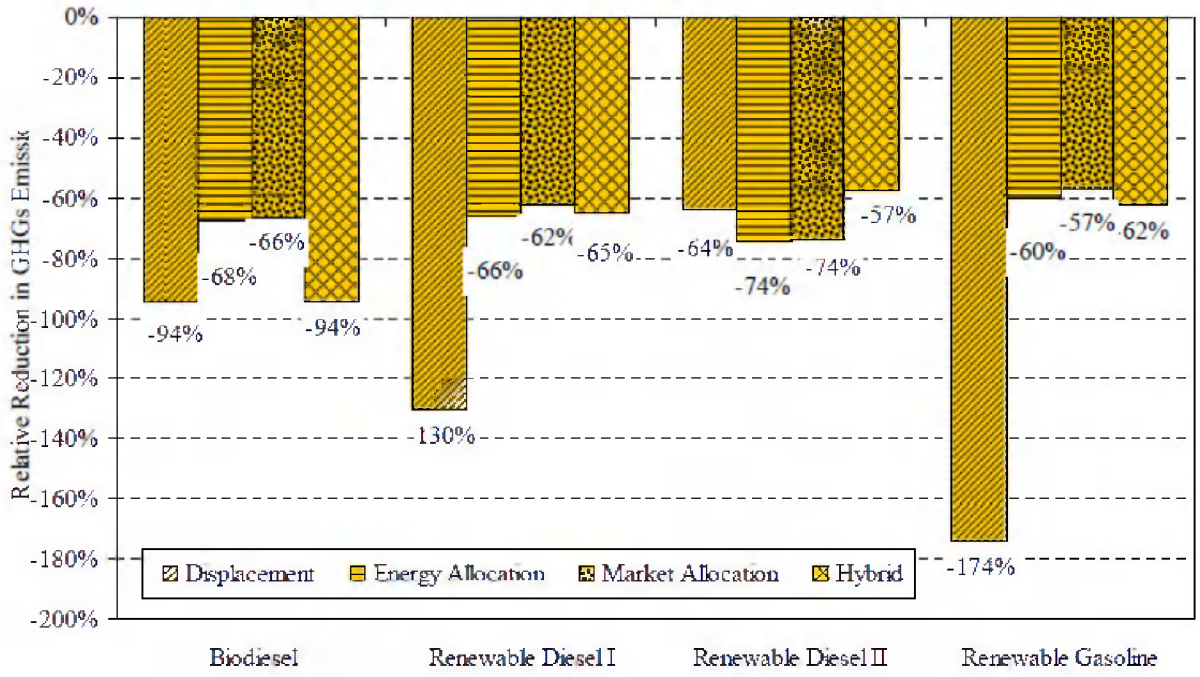
[86] Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. *Supplemental Determination for Renewable Fuels Produced Under the Final RFS2 Program From Canola Oil*, décision sans appel, 40 CFR Part 80, [EPA–HQ–OAR–2010–133; FRL–9207–1], RIN 2060–AQ35, publiée dans le *Federal Register*, vol. 75, nº 187, 28 septembre 2010.

[87] Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. *EPA Issues Notice of Data Availability Concerning Renewable Fuels Produced from Palm Oil Under the RFS Program*, annonce réglementaire de l'Office of Transportation and Air Quality, EPA-420-F-11-046, décembre 2011.

[88] Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodiesel Chemistry, Carbon Footprint and Regional Fuel Quality*, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en février 2011.

La figure 15 illustre la différence entre les résultats de l'analyse du cycle de vie, selon la méthode de répartition, pour la production du DRPH avec l'huile de soja à l'aide des procédés SUPERCETANE[MC] de CanmetÉNERGIE et Ecofining[MC] d'UOP (diesel renouvelable I et II dans le diagramme, respectivement) et des modèles GREET et ASPEN.

FIGURE 15 – ANALYSE DU CYCLE DE VIE DU DRPH PRODUIT AVEC DU SOJA AVEC DIFFÉRENTES MÉTHODES DE RÉPARTITION



Traduction:

- Relative reduction in GHG emissions = Réduction relative des émissions de GES.
- Displacement = Remplacement; Energy Allocation = Énergie; Market Allocation = Marché; Hybrid = Hybride.
- Biodiesel = Biodiesel; Renewable Diesel I = Diesel renouvelable I; Diesel renouvelable II = Diesel renouvelable II; Renewable Gasoline = Essence renouvelable.

Source : Argonne National Laboratory. *Life-Cycle Assessment of Energy and Greenhouse Gas Effects of Soybean-Derived Biodiesel and Renewable Fuels*, publié le 12 mars 2008.

Le procédé utilisé pour produire le DRPH n'est pas le facteur le plus important pour l'ensemble des émissions. Outre la méthode d'évaluation du cycle de vie utilisée (c.-à-d., l'inclusion ou non des changements indirects dans l'utilisation des terres et la méthode de répartition des émissions entre les sous-produits), c'est le type de matière première utilisée qui a la plus grande incidence sur l'ensemble des émissions. Par exemple, les matières premières comme le gras animal et les déchets gras produisent le moins d'émissions parce qu'aucune émission n'est liée à la culture, à l'utilisation d'engrais, etc.

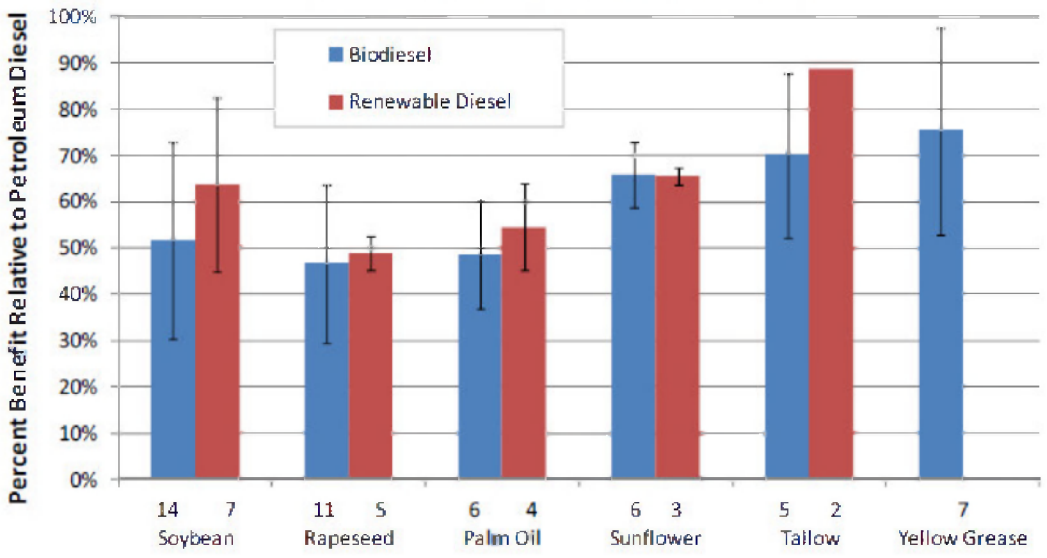
---

[89] Argonne National Laboratory. *Life-Cycle Assessment of Energy and Greenhouse Gas Effects of Soybean-Derived Biodiesel and Renewable Fuels*, publié le 12 mars 2008.

La figure 16 présente le PRG de diverses matières premières utilisées pour produire le biodiesel et le DRPH. Comme on peut le constater, c'est le DRPH produit avec du suif qui présente les plus grands avantages en matière de PRG. Il convient de noter qu'il existe très peu d'études sur les répercussions du DRPH sur les GES par rapport aux études menées sur le biodiesel. À mesure que la popularité du DRPH grandira et qu'un plus grand nombre d'études seront menées, un tableau plus précis des avantages en matière de GES (ou des inconvénients) liés à l'utilisation du DRPH par rapport au diesel (ou au biodiesel) sera établi.

La figure 17 présente les avantages en matière de PRG, ou le pourcentage de réduction des émissions de GES, liés à l'utilisation d'un biocarburant donné (biodiesel ou DRPH) au lieu du DTFTS, pour diverses matières premières.

FIGURE 16 – AVANTAGES EN MATIÈRE DE PRG DU BIODIESEL ET DU DRPH PRODUITS AVEC DIFFÉRENTES MATIÈRES PREMIÈRES, PAR RAPPORT AU DIESEL



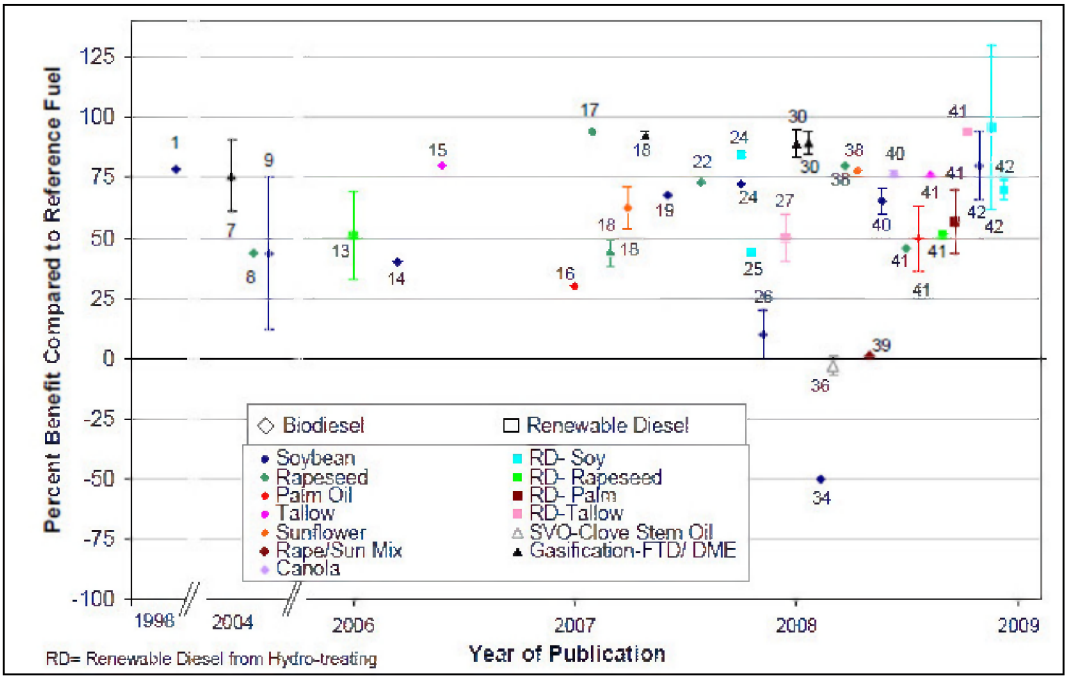
Traduction:

- Percent Benefit Relative to Petroleum Diesel = Pourcentage des avantages par rapport au diesel du pétrole.
- Soybean = Soja; Rapeseed = Huile de colza; Palm Oil = Huile de palme ; Sunflower = Tournesol; Tallow = Suif; Yellow Grease = Graisse jaune.

Note : Le chiffre sous chaque barre indique le nombre d'études utilisées pour établir une moyenne des données.

Source : Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodiesel Chemistry, Carbon Footprint and Regional Fuel Quality*, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en février 2011.

FIGURE 17 – AVANTAGES EN MATIÈRE DE PRG DU DRPH ET DU BIODIESEL PRODUITS AVEC DIFFÉRENTES MATIÈRES PREMIÈRES



Traduction :

- Percent benefit compared to reference fuel = Pourcentage des avantages par rapport au carburant de référence; Year of publication = Année de publication.
- Biodiesel = biodiesel; Soybean = Soja; Rapeseed = Colza; Palm Oil = Huile de palme; Tallow = Suif; Sunfloer = Tournesol; Rape/Sun Mix = Mélange colza/tournesol; Canola = Canola.
- Renewable Diesel = Diesel renouvelable; RD-Soy = DR – Soja; RD – Rapeseed = DR – Colza; RD – Palm = DR – Palme; RD – Tallow = DR – Suif; SVO-Clove Stem Oil = HVB - Essence de tige de girofle; Gasification –FTD/DME = Gazéification - DFT/DME.

Note : Les numéros accompagnant chaque point de données permettent d'identifier l'étude d'où les données proviennent. Une liste complète des études incluses dans la figure est donnée dans la source ci-dessous.

Source : Hoekman, S. K., Broch, A., Robbins, C. et Ceniceros, E. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, rapport nº AVFL-17a du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

Le tableau 7 suivant présente des facteurs de réduction des émissions de GES du DRPH par rapport à divers types de biodiesel, calculés à l'aide de la version 3.19 du modèle d'analyse du cycle de vie GHGenius.

TABLEAU 7 – FACTEURS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DU DRPH ET DU BIODIESEL PAR RAPPORT AU DTFTS

Biodiesel du canola - Canada (kg éqCO_2/L)	3,012
Biodiesel du soja - Canada (kg éqCO_2/L)	2,704
Biodiesel du suif - Canada (kg éqCO_2/L)	3,228
Biodiesel du soja - États-Unis (kg éqCO_2/L)	2,463
DRPH de l'huile de palme - NExBTL de Neste (kg éqCO_2/L)	1,470

Source : Ces facteurs de réduction des émissions, calculés à l'aide du modèle GHGenius 3.19, ont été fournis à ÉcoRessources par RNCan en 2010 dans le cadre d'une étude menée pour le compte d'Environnement Canada intitulée : *Updating the Cost-Benefit Analysis of the Proposed 2% Renewable Fuels Regulation*.

Contrairement aux données présentées dans les figures 16 et 17, les réductions des émissions calculées à l'aide du modèle GHGenius semblent moins élevées pour le DRPH que pour le biodiesel. Il convient toutefois de signaler que les données sur la réduction des émissions présentées dans la section ont trait à des matières premières, des modes de production, des méthodes d'analyse du cycle de vie, et autres, qui sont différents. Encore une fois, la façon dont les sous-produits sont traités dans l'analyse du cycle de vie peut avoir une grande incidence sur les résultats. Dans la plupart des études récentes présentées aux figures 16 et 17, on a constaté que le biodiesel et le DRPH obtenus des matières premières les plus couramment utilisées offraient un avantage en matière de PRG d'au moins 50 p. 100, et sont donc admissibles à titre de carburants de types A et B en vertu de la RFS2. Toutefois, ces études ne tiennent pas compte des changements indirects à l'utilisation des terres, lesquels sont inclus dans l'analyse du cycle de vie de l'EPA effectuée pour la RFS2. À l'heure actuelle, il n'est pas nécessaire que les carburants renouvelables répondant aux exigences du *Règlement sur les carburants renouvelables* du Canada offrent des avantages minimaux en matière d'émissions de GES.

4. Propriétés des carburants

Comme on l'a vu dans la section précédente, les propriétés chimiques du DRPH sont légèrement différentes de celles du biodiesel. Le DRPH est composé d'alcanes saturés, et le biodiesel, d'esters méthyliques. Les plus importantes différences résident dans le fait que les esters méthyliques renferment de l'oxygène et que la chaîne aliphatique de l'ester peut avoir divers degrés d'insaturation (doubles liaisons C=C), ce qui a une grande incidence sur les propriétés physiques du carburant.

On trouve au tableau 8 une comparaison de certaines propriétés du DTFTS, du biodiesel et du DRPH. Les données présentées dans le tableau sont des moyennes et peuvent grandement varier selon les matières premières ainsi que les modes et les conditions de traitement. Comme on pouvait s'y attendre, le DTFTS et le DRPH ne contiennent pas d'oxygène, alors que le biodiesel a une teneur d'environ 11 p. 100 en poids et a donc une plus faible résistance à l'oxydation que le DTFTS et le DRPH. La teneur en carbone par poids de biodiesel est moins élevée et, par conséquent, le contenu énergétique par poids est aussi moins élevé. Comme le montre le tableau, le contenu énergétique du biodiesel est d'approximativement 39 MJ/kg, alors que celui du DTFTS et du DRPH est d'environ 43 à 44 MJ/kg. Toutefois, le DRPH a une masse volumique moins élevée que le biodiesel et le DTFTS (en partie en raison du manque d'hydrocarbures aromatiques), ce qui signifie que son contenu énergétique par volume n'est qu'un peu plus élevé que celui du biodiesel (~121 000 à 122 000 BTU/gal), ce qui est moins élevé que celui du DTFTS (~130 000 BTU/gal). Cela signifie qu'une plus grande quantité de biodiesel ou de DRPH doit être utilisée pour obtenir le même rendement énergétique que le DTFTS. On peut aussi voir dans le tableau que le taux de cétane du DRPH, qui est une mesure de la qualité de la combustion, est considérablement plus élevé que celui du DTFTS ou du biodiesel (70 à 90 par rapport à 40 à 55, respectivement). Un mélange de DTFTS et de DRPH aura donc un meilleur taux de cétane.

TABLEAU 8 – PROPRIÉTÉS DU DTFTS, DU BIODIESEL ET DU DRPH (DIESEL RENOUVELABLE)

Propriété	Pétrole n° 2 DTFTS	Biodiesel (EMAG)	Diesel renouvelable
Carbone, % en poids	86.8	76.2	84.9
Hydrogène, % en poids	13.2	12.6	15.1
Oxygène, % en poids	0.0	11.2	0.0
Masse volumique	0.85	0.88	0.78
Taux de cétane	40-45	45-55	70-90
T_{90}, °C	300-330	330-360	290-300
Viscosité, mm^2/s @ 40 °C	2-3	4-5	3-4
Contenu énergétique (Pci)			
Masse, MJ/kg	43	39	44
Masse, BTU/lb	18 500	16 600	18 900
Vol., 1 000 BTU/gal	130	121	122

Source : Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, n° de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

En raison de la plus faible teneur en soufre et en hydrocarbures aromatiques, le pouvoir lubrifiant du DRPH est moins élevé que celui du DTFTS et des additifs doivent donc être utilisés pour assurer que le carburant réponde aux normes en matière de pouvoir lubrifiant. Cela ne constitue cependant pas un grand problème puisque des additifs doivent de toute façon être ajoutés au DTFTS pour respecter ces normes. La plupart des producteurs de DRPH corrigeront le pouvoir lubrifiant avant la vente afin d'assurer que leur produit réponde aux normes actuelles pour les carburants.

En ce qui a trait aux carburants diesels, y compris le DTFTS, le biodiesel et le DRPH, les propriétés d'écoulement à froid constituent un facteur très important. La formation de sédiments et de cire, lesquels réduisent l'aptitude à l'écoulement d'un carburant, peut se produire pour différentes raisons. Le point de trouble du produit final dépend des molécules ayant un point de fusion élevé formées au cours du procédé. Aux basses températures, ces molécules se cristallisent et éventuellement se regroupent. Le point de trouble est la température à laquelle les cristaux deviennent visibles (ou plus de 0,5 m), mais le carburant peut encore s'écouler. Le point d'écoulement est la température à laquelle le carburant ne peut plus s'écouler ou être pompé[90,91].

Comme on l'a déjà vu, le point de trouble du DRPH (et du DTFTS) peut être géré par isomérisation ou par craquage d'alcanes à haute température de fusion. Toutefois, ces techniques ne peuvent être utilisées avec le biodiesel parce que le point de trouble est régi par la concentration d'esters méthyliques saturés, qui est fonction du type de matière première. Certaines techniques, dont la plupart implique un type de fractionnement et permettant d'améliorer les propriétés d'écoulement à froid du biodiesel, sont actuellement à l'étude. Le fractionnement, bien qu'il soit efficace, n'est pas idéal puisqu'il retire du mélange des esters saturés à haute température de fusion, ce qui réduit le rendement du produit. Pour l'instant, les propriétés d'écoulement à froid du biodiesel sont contrôlées par dilution avec du kérosène ou du carburant aviation ou par l'ajout d'additifs, lesquelles sont deux méthodes coûteuses nécessitant une supervision et des essais à l'unité de mélange afin d'assurer la conformité aux normes. Le fait que les propriétés à l'écoulement à froid du DRPH peuvent être contrôlées de façon prévisible au cours de l'étape de la production est un important avantage.

Un autre enjeu pouvant avoir une incidence sur l'écoulement est la résistance à l'oxydation. Selon sa teneur en oxygène et son degré d'insaturation, le biodiesel a tendance à s'oxyder au cours de l'entreposage, du transport et de la distribution. L'oxydation peut mener à la formation de sédiments, lesquels risquent de boucher les filtres et de causer la corrosion. La résistance à l'oxydation n'est pas un problème pour le DTFTS et le DRPH étant donné que ceux-ci sont composés d'hydrocarbures entièrement saturés[92].

---

[90] Chandler, John Sr. « Flowability: A Complex Issue », *Biodiesel Magazine*, publié le 12 janvier 2011.

[91] Dunn, R. O. « Improving the Cold Flow Properties of Biodiesel by Fractionation », *Soybean - Applications and Technology*, page 211, avril 2011. http://www.intechopen.com/articles/show/title/improving-the-cold-flow-properties-of-biodiesel-by-fractionation

[92] Le DTFTS renferme également des hydrocarbures aromatiques, lesquels sont des anneaux de carbone qui ne sont pas pleinement saturés mais qui sont très stables et, par conséquent, ont une résistance à l'oxydation similaire aux paraffines.

Enfin, la présence d'impuretés comme les monoglycérides, les glucosides de stérol et la glycérine dans le biodiesel ajoute aux problèmes d'écoulement parce que, à basse température, ils précipitent à l'extérieur du carburant. Encore une fois, en raison du retrait de l'oxygène au cours de l'hydrotraitement, ces impuretés ne sont pas présentes dans le DTFTS ni le DRPH.

D'autres propriétés importantes ont une incidence sur la qualité du carburant et seront présentées dans le contexte des normes régissant les carburants dans la section suivante.

5. Normes régissant les carburants

En Amérique du Nord, ce sont les normes de l'ASTM International aux États-Unis et de l'Office des normes générales du Canada (ONGC) au pays qui régissent les carburants. En Europe, ces normes sont établies par le Comité européen de normalisation (CEN). En outre, un consortium de constructeurs d'automobiles et de moteurs des États-Unis, de l'Europe et du Japon ont élaboré leur propre charte mondiale des carburants (CMC) en vue d'avoir une même norme dans tous ces pays. À l'heure actuelle, aucune norme sur les carburants ne vise uniquement le DRPH, à l'état pur ou mélangé. Le DRPH est composé des mêmes types d'hydrocarbures que le diesel classique et, par conséquent, est assujetti aux mêmes normes que le diesel n° 2 ou le DTFTS, à savoir la norme CGSB 3.517 au Canada, ASTM D975 aux États-Unis et EN 590 en Europe[93].

L'ONGC, l'ASTM, le CEN et la CMC ont élaboré des normes visant le biodiesel et les mélanges de biodiesel en raison du fait que ces carburants ont une composition chimique différente, étant composés d'esters méthyliques au lieu d'hydrocarbures, et que l'on trouve habituellement des impuretés dans le biodiesel et non dans le DTFTS ou le DRPH. Le B100 est régi par les normes ASTM 6751 et CAN/CGSB 3.524-2011[94] aux États-Unis et au Canada, respectivement. Outre les essais habituels pour les normes régissant le DTFTS, les normes visant le biodiesel incluent notamment des essais pour la glycérine, les mono, di et triglycérides, les métaux du groupe I et II, le phosphore, les esters méthyliques polyinsaturés, le méthanol et la résistance à l'oxydation. On peut voir ces différences au tableau 9, lequel renferme une comparaison des normes régissant le DTFTS (diesel n° 2), le DRPH et le biodiesel[95].

En outre, des normes aux États-Unis et au Canada régissent les mélanges de biodiesel (CGSB 3.520 et ASTM D975 pour le B0-B5, CGSB 3.522 et ASTM D7467 pour le B6-B20). En Europe, il n'y a que la norme EN 14214 pour le B100[96,97].

Il convient de noter que le point de trouble du DTFTS et du biodiesel n'est pas explicitement établi dans les normes de l'ONGC et de l'ASTM. Il existe des méthodes d'essai standard pour mesurer le point de trouble d'un carburant, et les vendeurs sont requis d'indiquer le point de trouble de leurs produits. Par exemple, en vertu de la norme CGSB 3.517-2007 :

---

[93] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, n° de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

[94] Cette norme vise le B100 qui est destiné aux mélanges avec des carburants de distillats moyens.

[95] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, n° de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

[96] Chandler, John Sr. « Flowability: A Complex Issue », *Biodiesel Magazine*, publié le 12 janvier 2011.

[97] En 2009, le CEN a publié un accord d'atelier (CWA 15940, atelier 38). Le CWA n'est pas une norme officielle mais un document, convenu dans le cadre de l'atelier (CWA 15940) qui vise les carburants diesels paraffiniques obtenus de gaz de synthèse (c.-à-d., carburants FT obtenus du gaz naturel, du charbon ou de la biomasse) et par hydrotraitement d'huiles végétales ou animales, et est utilisé sur une base volontaire.

« Les propriétés d'écoulement du carburant doivent permettre d'obtenir un rendement satisfaisant aux températures indiquées par les données relatives à la température minimale de calcul de 2,5 p. 100 pour la période et le lieu d'utilisation prévue. Les renseignements suivants doivent être consignés :

a) la température minimale de calcul de 2,5 p. 100 à laquelle le carburant peut être utilisé;

b) la méthode d'essai employée pour déterminer la température de service :

i. point de trouble (ASTM D 2500 ou D 5773); ou

ii. point d'apparition des paraffines (ASTM D 3117); ou

iii. essai d'écoulement à basse température (EÉBT) des combustibles diesels (CAN/CGSB-3.0 N° 140.1).

c) le résultat de la méthode d'essai. »[98]

Bien qu'il n'existe pas de normes distinctes pour le DRPH, aux États-Unis, les producteurs de DRPH doivent inscrire leurs produits auprès de l'EPA, ce qui peut prendre de six mois à un an :

[traduction] « La *Loi sur l'air pur* habilite l'EPA à réglementer les carburants et les additifs afin de réduire les risques pour la santé du public. En vertu de la Partie 79 du règlement CFR 40, chaque fabricant ou importateur d'essence, de carburant diesel ou d'additif doit enregistrer son produit auprès de l'EPA avant son introduction sur le marché afin de donner une description des caractéristiques chimiques du produit et des renseignements sur la technologie, le marketing et l'incidence sur la santé. Cette procédure permettra à l'EPA de relever les émissions éventuelles liées à la combustion et à l'évaporation. Dans certains cas, des essais des effets sur la santé seront requis pour maintenir l'enregistrement d'un produit ou enregistrer un nouveau produit. L'EPA utilise cette information pour relever les produits dont les émissions pourraient poser un risque non raisonnable pour la santé publique, et justifier d'autres études ou réglementations. Les exigences relatives à l'enregistrement sont réparties selon une structure à trois niveaux. En général, les deux premiers niveaux comportent des exigences obligatoires standard, alors que le troisième niveau prévoit des essais supplémentaires au cas par cas. »[99]

---

[98] Office des normes générales du Canada (ONGC). *CAN/CGSB 3.517-2007 – Carburant diesel pour véhicules automobiles (routiers)*, publié en juillet 2007.

[99] Sous-comité sur le diesel renouvelable du Groupe de travail technique du ministère de l'Agriculture de l'État de Washington. *Renewable Diesel Technology*, publié le 25 juillet 2007.

TABLEAU 9 – NORMES DE L'ONGC, DE L'ASTM ET DU CEN POUR LE DIESEL N° 2 ET LE B100

			Diesel n° 2			Biodiesel (B100)		
Propriétés	**Unité**	**Max./ Min.**	**CGSB 3.517 - 2007**	**ASTM 975**	**EN 590**	**CGSB 3.524 - 2011**	**ASTM 6751**	**EN 14214**
Eau et sédiment	% en vol.	Max.	0,05	0,05	0,02 p/p	400 ppm (masse) d'eau	0,05	0,05 w/w
Contamination totale	ppm	Max.			24	20 mg/L particules		24
Viscosité cinématique, 40 °C	mm^2/s		1,7-4,1	1,9 – 4,1	2,0 – 4,5	1,9-6,0	1,9-6,0	3,5-5,0
Point d'éclair, vase clos	C	Min.	40	52	55	93	93	120
Méthanol	% en poids	Max.				0,20	0,20	0,2
Taux de cétane		Min.	40	40	51	Rapport	47	51
Indice de cétane		Min.		40	46			
Cendres sulfatées	% en poids	Max.			0,01		0,02	0,02
Cendres totales	% en poids	Max.	0,01	0,01	0,01			
Métaux du groupe I	mg/kg	Max.				4	5	5
Métaux du groupe II	mg/kg	Max.				2	5	5
Soufre total	mg/kg	Max.	15	15	10	Rapport	15	10
Phosphore	mg/kg	Max.				4	10	10
Indice d'acide	mg KOH/g	Max.	0,10			0,5	0,5	0,5
Résidu de carbone	% en poids	Max.	0,15	0,35	0,3	0,05	0,05	0,3
Glycérine libre	% en poids	Max.				0,02	0,02	0,02
Glycérine totale	% en poids	Max.				0,24	0,24	0,25
Monoglycérides	% en poids							0,8
Diglycérides	% en poids							0,2
Triglycérides	% en poids							0,2

			Diesel n° 2			Biodiesel (B100)		
Propriétés	**Unité**	**Max./ Min.**	**CGSB 3.517 - 2007**	**ASTM 975**	**EN 590**	**CGSB 3.524 - 2011**	**ASTM 6751**	**EN 14214**
Distillation, récupération de 90 %	C	Max.	290	282-338	360 (récupération de 95 %)		360	
Corrosion du ruban de cuivre	3 h @ 50 °C	Max.	N° 1	N° 3	N° 1		N° 3	N° 1
Résistance à l'oxydation	h @ 110 °C	Min.				8	3	6
Ester méthylique d'acide linoléique	% en poids	Max.						12
Teneur en ester	% en poids				0 diamètre 5 (max)			96,5 (min)
Indice d'iode	gI_2/100g	Max.						120
Densité	kg/m^3				820 - 845	Rapport		860-900
Hydrocarbures aromatiques	% en volume	Max.		35				
Pouvoir lubrifiant à 60 °C	Diamètre de marque d'usure, microns	Max.		520	460			
Hydrocarbures aromatiques polycycliques	% en poids	Max.			11			
Point de trouble*	C	Max.			Hiver : -5 °C; été : 3 °C			
Température limite de filtrabilité	C	Max.			Hiver: -15 °C; été : -5 °C			Propre au pays
Filtrabilité après exposition prolongée au froid	secondes	Max.				240	360	
Tendance à bloquer les filtres après exposition prolongée au froid	Numéro	Max.				1,8		

*Le point de trouble n'est pas clairement précisé dans les normes de l'ASTM et de l'ONGC. Voir le texte principal pour obtenir de plus amples renseignements.

Sources : Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. *Investigation of Biodistillates as Potential Blendstocks for Transportation Fuels*, Desert Research Institute, n° de projet AVFL-17 du Coordinating Research Council, publié en juin 2009.

Office des normes générales du Canada (ONGC). *CAN/CGSB 3.517-2007 – Carburant diesel pour véhicules automobiles (routiers),* publié en juillet 2007.

Office des normes générales du Canada (ONGC). *CAN/CGSB 3.524-2011 – Biodiesel (B100) à mélanger dans les distillats moyens*, publié en décembre 2011.

Biofuels Systems Group Ltd. *Biodiesel Standards*, site Web consulté le 3 février 2011. http://www.biofuelsystems.com/biodiesel/specification.htm

6. Compatibilité de l'infrastructure et de l'équipement

6.1 Compatibilité de l'infrastructure

Comme on l'a vu dans la section précédente, le DRPH est un carburant qui est entièrement fongible avec le DTFTS en raison de ses propriétés physiques. Par conséquent, il n'y a pas de normes distinctes pour les propriétés du DRPH comme c'est le cas pour le biodiesel, puisque le DRPH est régi par les mêmes normes que celles visant le DTFTS. Il n'y a aucun problème connu de compatibilité, de garantie ou d'émissions tant que le produit ou le mélange DRPH final répond aux normes pour le DTFTS.

Les propriétés chimiques du biodiesel et les risques de contamination de quantités minimes de glycérine pourraient poser des problèmes pour l'entreposage et l'exploitation. Les raffineurs qui souhaitent mélanger le DTFTS avec du biodiesel doivent mettre en place une nouvelle infrastructure d'entreposage et de mélange pour deux raisons principales : 1) séparer le biodiesel des autres stocks de carburant, en particulier le carburant aviation et les carburants répondant à des normes élevées, afin d'empêcher la contamination; 2) tenir le biodiesel chaud pour empêcher la formation de sédiments. Dans une étude réalisée en 2010 pour le compte de RNCan, ÉcoRessources a constaté que les coûts de l'infrastructure nécessaire pour mélanger des quantités suffisantes de biodiesel en vue de respecter les exigences de 2 p. 100 du *Règlement sur les carburants renouvelables* s'élevaient à approximativement 180 millions de dollars CAN (une petite partie des coûts des investissements étant destinée à la réception et à l'entreposage du DRPH). On a également constaté que les coûts annuels estimatifs du kérosène à mélanger au biodiesel (afin de respecter les exigences en matière de point de trouble) s'élevaient à 33 millions de dollars CAN. Pour les mélanges avec le DRPH, il n'est pas nécessaire d'ajouter du kérosène pour répondre aux exigences en matière de point de trouble (tant que le DRPH de qualité d'hiver est utilisé par temps froid). Aucune infrastructure n'est requise pour offrir un environnement chauffé au cours du transport et de l'entreposage, comme c'est le cas pour le biodiesel. En outre, il n'est pas nécessaire de nettoyer les réservoirs des camions, des trains ou des navires chaque fois que du biodiesel est transporté. Le DRPH pourrait être transporté par pipeline sans risque de contamination[100].

Certains ajouts ou changements à l'infrastructure sont nécessaires pour traiter le DRPH, mais ils visent principalement les stocks, comme de nouvelles installations de réception et d'entreposage. Les préoccupations relatives à la contamination des produits et à la formation de sédiments par temps froid au cours des longues périodes d'entreposage ne constituent pas plus un problème que pour les carburants classiques[101].

Bien entendu si la production du DRPH avait lieu à la raffinerie ou près de cette dernière, il sera nécessaire d'avoir une structure supplémentaire pour assurer la production ainsi que des installations pour le transport, la réception et l'entreposage des matières premières. Comme on l'a déjà mentionné, la disponibilité d'une quantité suffisante de matières premières est le facteur déterminant le plus important

[100] ÉcoRessources Consultants. *National Renewable Diesel Initiative Infrastructure Project*, préparé pour Ressources naturelles Canada, mai 2010.

[101] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

pour une installation de production du DRPH, de même que la capacité de le transporter efficacement. Encore une fois, la collaboration des raffineries avec les fournisseurs de matières premières est une façon d'assurer un approvisionnement stable en matières premières (en réduisant les besoins relatifs à d'entreposage des matières premières sur place). C'est habituellement le fournisseur qui s'occupe du transport de son produit – les producteurs de DRPH doivent donc s'assurer qu'une structure adéquate est en place pour le transport routier, ferroviaire ou maritime et, si ce n'est pas le cas, elle doit être mise en place.

6.2 Compatibilité de l'équipement

Dans l'ensemble, on a constaté peu de problèmes, voire aucun, avec l'exploitation de l'équipement. Au Canada, le gouvernement fédéral ainsi que les industries du pétrole et des carburants renouvelables ont collaboré à deux initiatives visant à mieux comprendre les caractéristiques physiques et les mélanges de carburants renouvelables : *Renewable Diesel Characterization Study*[102] et *Alberta Renewable Diesel Demonstration*[103]. La première initiative vise à tester les propriétés physiques de divers carburants renouvelables de remplacement au diesel et la seconde à tester sur le terrain différents carburants renouvelables de remplacement au diesel avec divers véhicules.

Dans le cadre de la *Renewable Diesel Characterization Study*, trois échantillons de DRPH pur ont été testés. Selon les résultats obtenus, les trois échantillons avaient des caractéristiques d'une qualité similaire à celle du diesel de pétrole. Les résultats étaient favorables pour tous les essais des paramètres de qualité, à l'exception de la conductivité électrique et du pouvoir lubrifiant. Des additifs sont habituellement ajoutés au diesel de pétrole avant que ce dernier ne soit vendu pour en améliorer la conductivité électrique et le pouvoir lubrifiant; par conséquent, le faible pouvoir lubrifiant du DRPH ne constitue pas un manquement aux exigences de la norme CAN/CGSB. Les échantillons avaient tous une qualité supérieure en ce qui a trait au cétane. Enfin, l'échantillon de diesel renouvelable produit par hydrogénation isomérisée avait les meilleurs attributs par temps froid[104].

Dans le cadre de l'initiative *Alberta Renewable Diesel Demonstration*, une installation commerciale de mélange a été temporairement installée au Terminal commercial Sherwood de Shell Canada à Edmonton, en Alberta, pour permettre le chargement à la rampe et le mélange en ligne du biodiesel et du DRPH dans une proportion de 2 p. 100 en hiver et de 5 p. 100 en été. Un volume de 1,6 million de litres de carburants mélangés a été distribué à diverses installations à carte d'accès participantes. Un parc de 75 véhicules a participé à l'essai, dont 29 étaient alimentés au biodiesel, 30 au DRPH et 16 véhicules de contrôle, au DTFTS. Les véhicules du parc comprenaient des camions de transport de la catégorie 8 dotés ou non de la technologie de traitement postcombustion des gaz d'échappement (année modèle avant et après 2007), des autobus scolaires, divers camions de livraison et un groupe de véhicules lourds de service dans les champs pétrolifères. Tous les véhicules participant étaient des modèles de

---

[102] Rilett, J., Gagnon, A. (Climate Change Central). *Renewable Diesel Characterization Study*, publié en août 2008.
[103] Climate Change Central. *Alberta Renewable Diesel Demonstration*, publié en février 2009.
[104] Rilett, J., Gagnon, A. (Climate Change Central). *Renewable Diesel Characterization Study*, publié en août 2008.

2002 ou plus récents. Dans le cadre de l'étude, on n'a constaté aucun problème d'exploitation des véhicules alimentés au DRPH dans les conditions d'essai[105].

En Allemagne, Daimler AG, Deutsche Post DHL, l'OMV Group, l'entreprise de transport en commun Stuttgarter Straßenbahnen AG et Neste Oil ont mené un projet pilote d'un an pour mettre à l'essai le carburant NExBTL dans des conditions normales. Dans le cadre du projet, des véhicules Mercedez-Benz ont été utilisés, à savoir cinq camions moyens et cinq camions lourds exploités par Deutsche Post DHL et quatre autobus urbains exploités par l'entreprise de transport en commun Stuttgarter Straßenbahnen AG. Les véhicules étaient utilisés pour des applications urbaines, interurbaines et longs parcours et, pendant une période d'un an, ils étaient exclusivement alimentés au NExBTL pur. Après un million de kilomètres parcourus, on n'a constaté aucun problème avec les véhicules. Selon Manfred Schuckert, stratégiste de l'entreprise Daimler AG, les résultats obtenus au cours de la première année de l'essai montrent que le carburant a très bien fonctionné dans les camions et les autobus Mercedes-Benz et que les moteurs l'on très bien toléré[106].

Il est possible que la faible teneur en hydrocarbures aromatiques du DRPH comparativement au DTFTS pourrait avoir une incidence sur les pièces en élastomère des vieux moteurs. Certains problèmes de contraction ont été observés dans les moteurs de vieux véhicules en Californie lorsque le carburant diesel à faible teneur en soufre (DFTS) a été remplacé par le DTFTS en 2006, parce que ce dernier renferme moins d'hydrocarbures aromatiques que le DFTS. L'essai pilote susmentionné avec le DRPH pur a été effectué principalement avec des véhicules neufs. Toutefois, aucun problème n'a été signalé concernant la contraction de l'élastomère dans les anciens véhicules en raison de l'utilisation du DRPH.

6.3 Expériences des raffineurs avec le DRPH

Dans le cadre d'une étude récemment menée par ÉcoRessources[107], des raffineurs qui avaient par le passé acheté, entreposé, mélangé, distribué et mis en marché du DTFTS renfermant jusqu'à 20 p. 100 de DRPH, ont indiqué qu'ils n'avaient eu aucun problème et qu'ils n'avaient pas reçu de plaintes de leurs clients. Comme on l'a vu dans les sections précédentes, le DRPH peut habituellement être utilisé à l'état pur sans poser de problème au cours de l'entreposage et du transport ou encore comme carburant pour les moteurs de véhicules.

Toutefois, en pratique, d'autres facteurs ont une incidence sur les taux de mélange ou restreignent l'utilisation du DRPH par les raffineurs. Le DRPH peut améliorer le taux de cétane du DTFTS, toutefois lorsque le mélange atteint un certain taux de cétane, il n'est plus nécessaire d'ajouter du DRPH pour améliorer de façon mesurable le rendement du moteur. En outre, en raison du faible contenu énergétique du DRPH, les utilisateurs doivent consommer de plus grandes quantités de carburant, ce qui pourrait inciter à établir des limites pour les mélanges. Enfin, en raison de l'approvisionnement en DRPH actuellement faible comparativement à la demande à l'échelle mondiale, il pourrait ne pas toujours être

---

[105] Climate Change Central. *Alberta Renewable Diesel Demonstration*, publié en février 2009.

[106] Neste Oil. *Pilot test shows: Less CO2 emissions with new diesel from renewable energy sources*, communiqué diffusé le 9 juin 2009.

[107] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

possible d'obtenir les volumes requis pour des mélanges à concentration élevée. Par contre, il est clairement avantageux sur le plan financier de mélanger des pourcentages élevés de DRPH les mois d'été plutôt que les mois d'hiver pour répondre aux exigences réglementaires annuelles puisque le DRPH de qualité d'été est moins dispendieux.

7. Marchés du DRPH

7.1 Réglementation, politiques et incitatifs

En 2011, 27 gouvernements nationaux et 29 gouvernements d'États et de provinces, y compris de l'Europe, six pays de l'Amérique du Sud, six pays de l'Asie, le Canada, les États-Unis, le Costa Rica et la République dominicaine, ont adopté des politiques imposant l'utilisation d'une quantité minimale de sources d'énergie renouvelables de remplacement au diesel. Quatre États américains et quatre provinces canadiennes ont indépendamment adopté des exigences minimales pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel[108].

7.1.1 Politiques internationales

En Europe, la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne a adopté la directive sur les énergies renouvelables, en vertu de laquelle les États membres de l'Union européenne doivent assurer que les carburants de transport ont un contenu en sources renouvelables de 10 p. 100[109]. Certains pays d'Europe, que l'on trouve au tableau 10, ont introduit leurs propres politiques nationales exigeant l'utilisation de carburants renouvelables de remplacement au diesel.

TABLEAU 10 – EXIGENCES DES PAYS EUROPÉENS RELATIVEMENT À L'UTILISATION DE CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL

Pays	Exigences
Belgique	Teneur d'au moins 4 p. 100 en carburant renouvelable
République tchèque	B3.5
Finlande	Teneur d'au moins 5,75 p. 100 en carburant renouvelable
Allemagne	B4.4
Italie	Teneur d'au moins 4,5 p. 100 en carburant renouvelable (5 p. 100 en 2014)
Pays-Bas	Teneur d'au moins 4 p. 100 en carburant renouvelable
Norvège	B3.5
Portugal	B7
Espagne	B7
Royaume-Uni	B3.5

Source : REN21. *Renewables 2011 – Global Status Report*, rapport publié en août 2011.

[108] REN21. *Renewables 2011 – Global Status Report*, rapport publié en août 2011.
[109] *Ibidem*

Le tableau 11 présente une liste des exigences nationales pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel en Asie, en Amérique centrale et du Sud et dans les Caraïbes.

TABLEAU 11 – EXIGENCES DES PAYS DE L'ASIE, DES CARAÏBES ET DE L'AMÉRIQUE CENTRALE ET DU SUD RELATIVES À L'UTILISATION DES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL

Pays	Exigences
Asie	
Inde	B20 d'ici 2017
Pakistan	B5 d'ici 2015
Malaisie	B5
Philippines	B10
Corée du Sud	B2
Thaïlande	B3
Caraïbes et Amérique centrale et du Sud	
Argentine	B5
Bolivie	B2.5
Brésil	B5 d'ici 2013
Colombie	B20
Costa Rica	B3.5
République dominicaine	B2 d'ici 2015
Paraguay	B5
Pérou	B5
Uruguay	B5

Source : REN21. *Renewables 2011 – Global Status Report*, rapport publié en août 2011.

7.1.2 Politiques en Amérique du Nord

Les États-Unis et le Canada ont adopté des politiques qui appuient l'utilisation des carburants renouvelables. En juillet 2011, le gouvernement du Canada a appliqué une partie de son *Règlement sur les carburants renouvelables* en imposant aux producteurs et aux importateurs de carburant au Canada une teneur moyenne annuelle de 2 p. 100 en carburant renouvelable dans le carburant diesel ou le mazout de chauffage. Il n'y a aucune restriction sur le procédé de production de sorte que le biodiesel, le DRPH et d'autres carburants renouvelables avancés peuvent être utilisés pour répondre à l'exigence de 2 p. 100. Contrairement aux États-Unis, le Canada n'exige pas à l'heure actuelle une teneur en carburant renouvelable pour répondre aux critères de réduction des émissions de GES pendant le cycle de vie comparativement au diesel classique.

Certaines provinces canadiennes ont également leur propres exigences relatives aux carburants renouvelables. Le tableau 12 présente un sommaire des exigences de règlements fédéraux et provinciaux.

En novembre de chaque année, l'EPA des États-Unis établit, en vertu de la RFS2, des normes pour les volumes requis de différents types de biocarburants pour l'année suivante. En 2010, l'EPA a établi quatre catégories distinctes pour les carburants, chacune ayant ses propres normes : la catégorie globale des « carburants renouvelables » (type R) et trois sous-catégories supplémentaires : biocarburant cellulosique (type C) et diesel produit avec la biomasse (type B) qui sont des sous-catégories du biocarburant avancé (type A). Le DRPH est admissible en vertu de la RFS en tant que type A et B toutefois le DRPH traité simultanément n'est pas admissible en tant que type B. En 2012, les exigences pour le type A s'élevaient à 7,6 milliards de litres (1,21 p. 100 des carburants), dont 3,8 milliards de litres sont affectés aux carburants de type B (0,91 p. 100 des carburants) et 32,7 millions de litres aux carburants de type C[110]. En vertu de la RFS2, des valeurs d'énergie équivalente sont attribuées à différents types de carburants en fonction de leur contenu énergétique par rapport à la première génération de biocarburants. Le DRPH a une valeur d'énergie équivalente de 1,7 (c.-à-d., 1 litre de DRPH produit des crédits RIN équivalents à 1,7 litres) et, par conséquent, seulement 4,5 milliards de litres de DRPH seraient requis pour répondre aux exigences totales (non du type C) de 7,6 milliards de litres dans la catégorie de type A[111].

En vertu de la RFS2, chacune des quatre nouvelles catégories de carburant doit répondre aux critères de réduction des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 pour les carburants tirés du pétrole : réduction minimale de 20 p. 100 pour les carburants de type R en général; réduction de 50 p. 100 pour les carburants de types A et B; et réduction de 60 p. 100 pour les carburants de type C[112].

---

[110] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *Regulatory Announcement: EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards*, EPA-420-F-11-044, publié en décembre 2011.

[111] En vertu de la RFS2, chacune des quatre nouvelles catégories de carburant doit répondre aux critères de réduction des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 pour les carburants tirés du pétrole : réduction minimale de 20 p. 100 pour les carburants de type R en général; réduction de 50 p. 100 pour les carburants de types A et B; et réduction de 60 p. 100 pour les carburants de type C.

[112] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *EPA Proposes New Regulations for the National Renewable Fuel Standard Program for 2010 and Beyond*, EPA-420-F-09-023, publié en mai 2009.

TABLEAU 12 – RÈGLEMENTS FÉDÉRAUX ET PROVINCIAUX SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES

Pouvoirs publics	Règlement et date d'entrée en vigueur	Loi habilitante	Exigence pertinente	DRPH autorisé?
Canada	*Règlement sur les carburants renouvelables* (DORS/ 2010-189) Mis en œuvre en 2010 (2011 pour l'exigence d'une teneur de 2 p. 100 pour le diesel et le mazout de chauffage)	*Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (L.C. 1999, ch. 33)	Teneur en carburant renouvelable de 2 p. 100 pour le diesel et le mazout de chauffage	Oui
É.-U.	*Renewable Fuels Standard 2* (RFS2, en vertu de l'EISA P.L. 110-140)* Mise en œuvre en 2009	Initialement édictée en 2005 en vertu de l'*Energy Policy Act* (P.L. 109-58), la RFS a été élargie en 2007 en vertu de l'*Energy Independence and Security Act* (EISA, P.L. 110-140).	En 2012 : 9,23 p. 100 de tous les carburants renouvelables 0,91 p. 100 pour la sous-catégorie « diesel produit avec la biomasse » 1,21 p. 100 pour la sous-catégorie « biocarburants avancés »	Oui, mais le DRPH transformé simultanément n'est pas admissible à titre de « diesel de biomasse » (type B). Le DRPH transformé simultanément est admissible à titre de « biocarburants avancés » (type A). Les carburants doivent répondre aux exigences minimales de réduction des GES.
Colombie-Britannique	*Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* (Règl. C-.B. 394/2008, y compris les modifications jusqu'au Règl. C-.B. 77/2011) Mis en œuvre en 2008	*Greenhouse Gas Reduction (Renewable and Low Carbon Fuel Requirements) Act* (SBC 2008, Chapitre 16)	Teneur en carburant renouvelable de 4 p. 100 pour le diesel	Oui
Alberta	*Renewable Fuels Standard Regulation* (AB Reg. 29/2010, y compris les modifications jusqu'au Règl. AB 179/2010) Mis en œuvre en 2010	*Climate Change and Emissions Management Act* (Chapitre C-16.7 2003)	Teneur en carburant renouvelable de 2 p. 100 pour le diesel	Oui
Manitoba	*Règlement sur le quota des ventes de biodiesel* (Règl. 147/2009, y compris les modifications jusqu'au Règl. 194/2011) Mis en œuvre en 2009	*Loi sur les biocarburants* (C.P.L.M. c. B40)	Teneur en carburant renouvelable de 2 p. 100 pour le diesel	Non

*Signalons que la RFS des É.-U. vise les carburants renouvelables mélangés avec tous les carburants de transport et non seulement les distillats moyens.

Aux États-Unis, un important aspect de la RFS2 est le système d'attribution, de production et d'échange des numéros d'identification du carburant renouvelable (RIN). Un RIN est attribué à chaque volume de carburant renouvelable admissible produit. Il peut être acheté et échangé de façon à permettre aux parties réglementées de respecter leurs exigences. Différents types de RIN sont produits selon le type de carburant, chacun ayant son propre prix dans le marché des RIN. Par exemple, les D4 RIN pour les carburants de type B se négocient actuellement à environ 1,30 $, les D5 RIN pour les carburants de type A, à environ 70 cents et les D6 RIN pour les carburants ordinaires de type R, à quelques cents seulement[113]. Pour cette raison seule, il est peu probable que les nouvelles installations de production de DRPH aux États-Unis auront recours à la technologie de traitement simultané (au lieu d'une installation autonome) parce que le DRPH traité simultanément n'est pas admissible en tant que carburant de type B et, par conséquent, ne peut obtenir qu'un D5 RIN ou D6 RIN et non le D4 RIN qui a une plus grande valeur[114].

Par ailleurs, les RIN sont attribués par gallon de carburant en fonction du contenu énergétique par rapport à l'éthanol. Par conséquent, un gallon de biodiesel produit un RIN de 1,5 et un gallon de DRPH, un RIN de 1,7, ce qui est un autre facteur expliquant le prix plus élevé du DRPH par rapport au biodiesel aux États-Unis.

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* du Canada inclut également la création d'unités de conformité (UC), où 1 UC correspond à 1 L de carburant renouvelable. Les UC peuvent uniquement être négociées entre des participants du système commercial. Des unités distinctes sont créées pour la teneur en carburant renouvelable de l'essence ou des distillats. Une UC est produite pour chaque litre de carburant renouvelable admissible, peu importe le type de carburant ou le procédé de production. Ainsi, au Canada, contrairement aux États-Unis, la valeur d'une UC pour du DRPH traité simultanément est égale à la valeur d'une UC produite dans une installation autonome de production du DRPH. Par ailleurs, la valeur d'une UC est la même qu'elle ait été obtenue pour le biodiesel ou le DRPH.

Certaines politiques et mesures incitatives à l'échelle locale peuvent avoir une incidence sur la concurrence relative entre le DRPH et le biodiesel. Par exemple, comme on l'a susmentionné, le quota de 2 p. 100 au Manitoba ne s'applique qu'au biodiesel – le DRPH n'est pas admissible. En Ontario, les consommateurs reçoivent une exemption de la taxe sur les carburants de 14,3 cents/L pour le biodiesel, mais pas pour le DRPH. À l'échelle fédérale, le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants offre un incitatif par litre pour les carburants de remplacement au diesel produit au pays. Ce taux diminuera chaque année jusqu'à ce que la mesure incitative prenne fin en mars 2017 (voir le tableau 13). L'incitatif vise le DRPH, toutefois aucun producteur de DRPH ne participe au programme.

---

[113] Communications personnelles.

[114] McMartin, C. et Noyes, G. *America Advances to Performance-Based Biofuels – The Advanced Renewable Fuels Standard/RFS2, livre blanc publié par la* Clean Fuels Clearinghouse, février 2010.

TABLEAU 13 – TAUX DES INCITATIFS D'ÉCOÉNERGIE* POUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL ($/L)

2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
0,26	0,24	0,20	0,18	0,14	0,10	0,08	0,06	0,04

*Par exercice financier, du 1er avril au 31 mars.

Source : Office de l'efficacité énergétique de RNCan. *À propos des incitatifs*, site Web consulté le 28 janvier 2012. http://oee.rncan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/programmes/ecoenergy-biofuels/16030.

Le *Règlements sur les carburants de remplacement* et le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants sont deux des quatre volets de la Stratégie sur les carburants renouvelables du gouvernement du Canada. Les deux autres volets incluent un soutien financier aux producteurs agricoles cherchant à construire ou à élargir des installations de production de biocarburant (Initiative pour un investissement écoagricole dans les biocarburants et Initiative des marchés de biocarburants pour les producteurs), ainsi qu'un financement supplémentaire à Technologies du développement durable Canada pour des investissements dans des projets commerciaux à grande échelle pour la production de biocarburant avec des matières premières non vivrières[115].

7.2 Marchés potentiels pour le DRPH en Amérique du Nord créés par la réglementation

Les marchés potentiels pour le DRPH en Amérique du Nord sont considérables. La RFS2 prévoit un volume annuel minimal de 1 milliard de gallons (3,8 milliards de litres) pour le carburant de type B jusqu'en 2023 et probablement après. Ce volume pourrait être considérablement plus élevé dans l'avenir. Le DRPH peut aussi être utilisé pour répondre aux exigences pour les carburants de types A et R. On trouve au tableau 14 les volumes requis pour ces carburants. Les volumes sont examinés et établis en novembre de chaque année pour l'année civile suivante. Par exemple, à la fin de 2011, les exigences pour le carburant de type C sont passées de 0,5 milliard de gallons (1,9 milliard de litres) à 32,7 millions de litres.

[115] Gouvernement du Canada. *écoÉNERGIE - Stratégie concernant les carburants renouvelables*, site Web consulté le 28 janvier 2012. http://ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/renewablefuels-carburantsrenouvelables-fra.cfm

TABLEAU 14 – EXIGENCES RELATIVES AUX VOLUMES POUR LE CARBURANT RENOUVELABLE EN VERTU DE LA RFS2 (MILLIARDS DE GALLONS)*

	Type C	Type B	Type A	Type R
	Cellulosic Biofuel Requirement	Biomass-Based Diesel Requirement	Advanced Biofuel Requirement	Total Renewable Fuel Requirement
2009	n/a	0.5	0.6	11.1
2010	0.1	0.65	0.95	12.95
2011	0.25	0.80	1.35	13.95
2012	0.5	1.0	2.0	15.2
2013	1.0	a	2.75	16.55
2014	1.75	a	3.75	18.15
2015	3.0	a	5.5	20.5
2016	4.25	a	7.25	22.25
2017	5.5	a	9.0	24.0
2018	7.0	a	11.0	26.0
2019	8.5	a	13.0	28.0
2020	10.5	a	15.0	30.0
2021	13.5	a	18.0	33.0
2022	16.0	a	21.0	36.0
2023+	b	b	b	b

a To be determined by EPA through a future rulemaking, but no less than 1.0 billion gallons.
b To be determined by EPA through a future rulemaking.

Traduction :

- Cellulosic Biofuel Requirement = Exigences pour le biodiesel cellulosique; Biomass-Based Diesel Requirement = Exigences pour le diesel de biomasse; Advanced Biofuel Requirement = Exigences pour le biocarburant avancé; Total Renewable Fuel Requirement = Exigences globales pour le carburant renouvelable; n/a = s/o.
- a. To be determined by EPA through a future rulemaking, but no less than 1.0 billion gallons = a À être ultérieurement établi par l'EPA, mais pas moins de 1 milliard de gallons.
- b. To be determined by EPA through a future rulemaking = b À être ultérieurement établi par l'EPA.

*Note : Les volumes sont examinés et établis en novembre de chaque année pour l'année civile suivante. Par exemple, à la fin de 2011, les exigences pour le carburant de type C ont été diminuées de 0,5 milliard de gallons (1,9 milliard de litres) à 32,7 millions de litres.

Source : McMartin, C. et Noyes, G. *America Advances to Performance-Based Biofuels – The Advanced Renewable Fuels Standard/RFS2, livre blanc publié par la* Clean Fuels Clearinghouse, février 2010.

Comme on peut le constater au tableau 14, en 2012, le marché américain pour les carburants renouvelables pourrait atteindre 1 milliard de gallons (3,8 milliards de litres) et passer à 2 milliards de gallons (7,6 milliards de litres) si les exigences de la RFS2 pour la catégorie de type A sont également incluses (à l'exception des volumes pour les carburants cellulosiques de type C). Les exigences pour les volumes augmentent considérablement chaque année, avec une hausse d'ordre de grandeur en 10 ans.

Au Canada, en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*, le marché potentiel pour le DRPH est de 400 millions de litres en 2012 (tenant compte de l'exemption pour le Québec et les provinces maritimes) et passera à 900 millions d'ici 2035[116]. Il importe de signaler qu'aux États-Unis, les volumes des carburants renouvelables requis en vertu de la RFS2 sont établis chaque année par l'EPA en tenant compte de la disponibilité des matières premières, de la faisabilité technologique et d'autres facteurs. Au Canada, les volumes requis sont établis en fonction d'une moyenne annuelle de 2 p. 100 du diesel et du mazout de chauffage des raffineurs et des importateurs.

Le tableau 15 présente les exigences prévues pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* du Canada.

TABLEAU 15 – VOLUMES ET EXIGENCES PRÉVUS POUR LE DIESEL ET LE MAZOUT DE CHAUFFAGE POUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL EN VERTU DU *RÈGLEMENT SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES* (ML)*

ML	2012**	2015	2020	2025	2030	2035
Demande en diesel et en mazout de chauffage						
Ouest	13 026	13 802	15 212	16 783	18 536	20 493
Ontario	7 600	8 008	8 737	9 532	10 400	11 347
East	0	9 851	10 329	10 837	11 376	11 950
Canada	20 626	31 661	34 278	37 152	40 312	43 790
Exigences pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel (2 p. 100)						
Canada	404	633	686	743	806	876

* Terre-Neuve-et-Labrador et les territoires ne sont pas visés par le Règlement, et les volumes pour ces régions ne sont donc pas inclus.
**Une exemption temporaire de l'exigence de 2 p. 100 entre le 1er juillet 2011 et le 31 décembre 2012 a été accordée au Québec et aux provinces de l'Atlantique, de sorte que ces volumes ne sont pas tenus en compte dans les données de 2012.
Sources :
ÉcoRessources Consultants. *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*, 2010.
Statistique Canada. *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*, no de catalogue 45-004, 2010. http://www5.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=45-004-X&chropg=1&lang=fra
Ressources naturelles Canada. *Perspectives énergétiques du Canada : scénario de référence*, http://www.rncan.gc.ca/publications/perspectives-energetiques/423

[116] Pour obtenir une explication détaillée de la façon de calculer les volumes de demande prévus, voir la section 3.3.1 du rapport *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*, préparé en 2010 par ÉcoRessources Consultants.

7.3 Capacité actuelle et potentielle de production du DRPH en Amérique du Nord

Les tableaux 16 et 17 présentent la capacité actuelle et proposée de production du DRPH dans le monde entier dans des installations autonomes et de traitement simultané. Comme on peut le constater, la capacité annuelle globale actuelle s'élève à 2,8 milliards de litres (2 525 ML pour les installations autonomes et 300 ML pour les installations de traitement simultané), et passera à 3,3 milliards de litres lorsque l'usine Valero/Darling entrera en service à la fin de 2012. Une grande partie de cette capacité est produite à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Si l'on inclut l'usine Valero/Darling, la capacité annuelle totale en Amérique du Nord à la fin de 2012 passera à 800 millions de litres.

La capacité annuelle actuelle à l'échelle mondiale de 2,8 milliards de litres équivaut à sept fois l'exigence actuelle de la réglementation canadienne ou 125 p. 100 les exigences actuelles pour le carburant de type B de la RFS2 (ou 62 p. 100 les exigences pour le carburant de type A)[117].

À l'heure actuelle, Neste Oil vend la plupart de ses produits en Europe et quelques-uns au Canada. L'entreprise ne vend aucun produit aux États-Unis. Les usines de Porvoo et de Singapore de Neste sont autorisées à produire des RIN à l'étranger en vertu de la RFS2; toutefois, l'EPA n'a pas encore établi que le DRPH produit avec de l'huile de palme répondait aux exigences minimales de réduction des GES de 20 p. 100. Une seule des usines d'une capacité de 900 ML/an de Neste pourrait répondre à près de 20 p. 100 des exigences pour le carburant de type B[118].

En tenant compte des usines de Dynamic Fuels et de Valero et en présumant que Neste contribue 1 milliard de litres au marché américain, on obtient un total de 1,8 milliard de litres produits et commercialisés aux États-Unis à partir de 2013, ce qui équivaut à des RIN pour 3,1 milliards de litres lorsque la valeur d'énergie équivalente de 1,7 pour le DRPH est prise en compte. Ceci correspond à 52 p. 100 des exigences pour le carburant de type B de 5,7 milliards de litres pour 2013. Il est donc possible de produire des RIN pour 2,6 milliards de litres de plus pour les carburants de type B, ce qui correspond à 1,5 milliard de litres de DRPH, soit l'équivalent de la capacité de moins de deux usines de la taille de celle de Rotterdam. Les possibilités pour le carburant de type A sont encore plus grandes puisque que les exigences totales en RIN sont de 10,5 milliards de litres en 2013, ce qui signifie qu'il est possible de produire des RIN pour 7,4 milliards de litres ou 4,3 milliards de litres de DRPH, soit l'équivalent de la capacité de près de cinq usines de la taille de celle de Rotterdam.

---

[117] En tenant compte de la valeur d'énergie équivalente de 1,7 pour le DRPH en vertu de la RFS2.

[118] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *Regulatory Announcement: EPA Finalizes 2012 Renewable Fuel Standards*, EPA-420-F-11-044, publié en décembre 2011.

TABLEAU 16 – SOMMAIRE DES USINES COMMERCIALES DE PRODUCTION AUTONOME DE DRPH ACTUELLES ET PROPOSÉES*

Entreprise	Emplacement de l'installation	État	Date de début	Principales matières premières utilisées	Principaux marchés desservis	Capacité (ML/an)	Source
Neste Oil	Porvoo, Finlande	Opérationnelle	2007	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	Europe Canada	215	[1]
Neste Oil	Porvoo, Finlande	Opérationnelle	2009	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	Europe Canada	215	[1]
Neste Oil	Tuas, Singapore	Opérationnelle	2011	Huile de palme	Europe Canada	906	[2]
Neste Oil	Rotterdam, Pays-Bas	Opérationnelle	2010	Huile de palme Graisse animale Huile de colza	Europe Canada	906	[3]
Dynamic Fuels (coentreprise de Syntroleum et Tyson Foods)	Geismar, Louisiane	Opérationnelle	2010	Graisse animale Huile de soja	É.-U.	283	[4]
CAPACITÉ ACTUELLE TOTALE						**2 525 ML/an**	
Coentreprise de Valero et Darling	Norco, Louisiane	En construction	Date de début prévue : T4 2012	Graisse animale Huile de soja	É.-U. Canada	509	[5]
CAPACITÉ ACTUELLE + FUTURE TOTALE (FERME)						**3 034 ML/an**	
Biocarburants UPM	Lappeenranta, Finlande	Début de la construction à l'été 2012	Date de début prévue : 2014	Tallöl (pin)	Europe	117	[6]
CAPACITÉ ACTUELLE + FUTURE TOTALE (POSSIBLE)						**3 151 ML/an**	

*Liste non complète des usines connues

[1]Schill, S. R. « Heeding Hydrogenation », *Biodiesel Magazine*, publié en ligne le 15 mars 2007.

[2]Neste Oil. *Neste Oil celebrates the grand opening of its ISCC-certified renewable diesel plant in Singapore*, communiqué diffusé le 8 mars 2011.

[3]Green Car Congress. *Neste Oil to Build $1B NExBTL Renewable Diesel Plant in Rotterdam*, publié en ligne le 13 juin 2008.

[4]Syntroleum. *Syntroleum Announces Third Quarter Results and October Production Update*, communiqué diffusé le 8 novembre 2011.

[5]Stuckey, M. « Valero begins construction of $330 million renewable diesel plant in Norco », *St Charles Herald Guide*, 6 octobre 2011.

[6]UPM. *UPM to build the world's first biorefinery producing wood-based biodiesel*, communiqué diffusé le 1er février 2012.

[7]Communications personnelles

TABLEAU 17 – INSTALLATIONS DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE DE DRPH* ACTUELLES ET PROPOSÉES

Entreprise	Emplacement de l'installation	État	% max. de transformation simultanée	Principales matières premières utilisées	Principaux marchés desservis	Capacité (ML/an)	Source
ConocoPhillips	Cork, Irlande	Opérationnelle	Inconnu	Huile de soja Graisse animale	Europe	57	[1]
CEPSA	Algeciras, Espagne	Opérationnelle	5 %	Huile végétale	Europe	90	[2]
Preem Petroleum	Göteborg, Suède	Opérationnelle	30 %	Tallöl	Europe	153	[2]
CAPACITÉ ACTUELLE TOTALE DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE					**300 ML/an**		
Eni (technologie concédée par UOP)	Livorno, Italie	Technologie concédée, construction pas encore commencée	Inconnu	Huile de soja	Europe	368	[3]
Galp Energia	Sines, Portugal	Technologie concédée, construction pas encore commencée	Inconnu	Huile de soja	Europe	368	[3]
Raffineur non dévoilé	Australie	Inconnu	5 %	Graisse animale	Australie	25	[2]
Raffineur non dévoilé	Californie, É.-U.	Inconnu	10 %	Tallöl	É.-U.	23	[2]
Raffineur non dévoilé	Europe	Inconnu	5 %	Graisse animale	Europe	62	[2]
Raffineur non dévoilé	Texas, É.-U.	Inconnu	5 %	Huile végétale	É.-U.	180	[2]
CAPACITÉ ACTUELLE ET PROPOSÉE TOTALE DE TRANSFORMATION SIMULTANÉE					**1 326 ML/an**		

* Liste non complète des usines connues

[1]ConocoPhillips. *ConocoPhillips Begins Production of Renewable Diesel Fuel at Whitegate Refinery in Cork, Ireland*, communiqué diffusé le 19 décembre 2006.

[2]Communications personnelles

[3]Argonne National Laboratory. *Life-Cycle Assessment of Energy and Greenhouse Gas Effects of Soybean-Derived Biodiesel and Renewable Fuels*, 12 mars 2008.

Il importe de rappeler que la RFS2 établit des exigences minimales de réduction des GES pour chaque type de carburant admissible : réduction de 20 p. 100 pour les carburants de type R et de 50 p. 100 pour les carburants de types A et B[119]. L'EPA a récemment publié un avis sur la disponibilité des données indiquant que selon les résultats de l'analyse de l'incidence sur les GES du cycle de vie, le biodiesel et le diesel renouvelable produit avec l'huile de palme ne répondait pas aux exigences de réduction de 20 p. 100 des GES[120]. Une situation similaire s'est produite en 2009 avec l'huile de soja alors que l'analyse du cycle de vie provisoire menée par l'EPA a établi que le biodiesel tiré du soja ne permettait de réduire les GES que de 22 p. 100[121]. Après avoir obtenu les commentaires d'experts de l'industrie et d'analyses de cycle de vie, on a constaté en 2010 que les réductions de GES étaient supérieures à 50 p. 100, et le biodiesel et le diesel renouvelable fait de soja ont finalement été acceptés à titre de carburants admissibles[122]. Certains experts de l'industrie prévoient qu'il en sera de même pour l'huile de palme[123]. D'une façon ou d'une autre, le processus de l'EPA menant à sa décision finale sur les incidences de l'huile de palme pendant le cycle de vie pourrait retarder l'entrée de Neste dans le marché américain à court terme dans l'attente de la décision finale ou à moyen et à long terme si, en raison d'une décision négative, Neste doit recourir à d'autres matières premières pour répondre aux exigences de l'EPA concernant les GES.

Au Canada, une seule usine de la taille de celle de Porvoo (215 ML/an) pourrait répondre à 33 p. 100 des besoins totaux du Canada en énergie renouvelable de remplacement au diesel et au mazout de chauffage à partir de 2013. L'ajout d'une autre usine de la même taille permettrait de répondre à 48 p. 100 des besoins prévus en 2035. Comme on le mentionne dans la section 3, une usine de la taille de celle de Porvoo est considérée comme la capacité minimale pour une nouvelle installation de production autonome de DRPH pour être considérée comme étant rentable[124].

À défaut, une usine de la taille de celle de Rotterdam (906 ML/an) procurerait 30 p. 100 de plus que les exigences posées par le gouvernement canadien à court terme et permettrait éventuellement des exportations aux États-Unis et, en 2035, répondrait à l'ensemble des besoins prévus.

Il serait logique d'installer une usine autonome près de l'infrastructure d'une raffinerie déjà en place, par exemple à Edmonton ou à Sarnia. Le tableau 18 renferme une liste des raffineries canadiennes et de leur capacité.

---

[119] McMartin, C. et Noyes. *America Advances to Performance-Based Biofuels – The Advanced Renewable Fuels Standard/RFS2*, livre blanc publié par Clean Fuels Clearinghouse, février 2010.

[120] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *EPA Issues Notice of Data Availability Concerning Renewable Fuels Produced from Palm Oil Under the RFS Program*, annonce réglementaire de l'Office of Transportation and Air Quality, EPA-420-F-11-046, décembre 2011.

[121] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *EPA Lifecycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions from Renewable Fuels*, caractéristiques techniques publiées par l'Office of Transportation and Air Quality, EPA-420-F-09-024, mai 2009.

[122] Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). *EPA Lifecycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions from Renewable Fuels*, annonce réglementaire de l'Office of Transportation and Air Quality, EPA-420-F-10-006, février 2010.

[123] Communications personnelles.

[124] Communications personnelles.

TABLEAU 18 – RAFFINERIES CANADIENNES : EMPLACEMENT, TYPE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION, 2008

Raffinerie	Emplacement	Type de raffinage	Millions de litres / jour	ML/an
Imperial Oil	Dartmouth (N.-É.)	Craquage	13	4 628
Irving Oil	Saint-John (N.-B.)	Craquage	47,7	16 981
North Atlantic Refining	Come-by-Chance (T.-N.-L.)	Craquage	18,3	6 515
Total Atlantique			**79,0**	**28 124**
Suncor	Montréal (Qc)	Craquage	20,7	7 369
Ultramar	Saint-Romuald (Qc)	Craquage	42,1	14 988
Total Québec			**62,8**	**22 357**
Imperial Oil	Nanticoke (Ont.)	Craquage	17,8	6 337
Imperial Oil	Sarnia (Ont.)	Coséfaction	19,1	6 800
Shell	Sarnia (Ont.)	Craquage	11,9	4 236
Suncor	Sarnia (Ont.)	Hydrocraquage	13,5	4 806
Nova Chemicals	Sarnia (Ont.)	Étêtage	12,4	4 414
Total Ontario			**74,7**	**26 593**
Co-op Newgrade	Regina (Sask.)	Hydrocraquage/coséfaction	15,9	5 660
Husky	Lloydminster (Alb.)	Étêtage - Asphalte	4,5	1 602
Imperial Oil	Edmonton (Alb.)	Craquage	29,7	10 573
Suncor	Edmonton (Alb.)	Coséfaction	21,5	7 654
Shell	Scotford (Alb.)	Hydrocraquage/coséfaction	15,9	5 660
Total Prairies			**87,5**	**31 150**
Chevron	Burnaby (C.-B.)	Craquage	8,7	3 097
Husky Oil	Prince George (C.-B.)	Craquage	1,9	676
Total Colombie-Britannique			**10,6**	**3 774**
Total Canada			314,6	111 998

Source : Institut canadien des produits pétroliers (ICPP). *Au sujet de l'industrie - Opérations de raffinage - Sites de raffinage et capacité*, site Web consulté le 10 février 2012. Données obtenues des sites web des entreprises. http://www.cppi.ca/index_f.php?p=65

7.4 Prix du DRPH

La décision de produire du DRPH dans une installation autonome ou une installation de traitement simultanée est fonction de certains facteurs. Dans les deux cas, il est logique d'utiliser l'infrastructure de raffinage en place notamment pour l'hydrogène, le gaz combustible, le lavage aux amines, l'entreposage et, par conséquent, de confier la production du DRPH uniquement aux raffineries canadiennes actuelles ou en partenariat avec ces dernières.

À l'heure actuelle, le prix du DRPH est établi par rapport aux prix du biodiesel avec une prime pour le contenu énergétique et la densité plus élevés, le cétane, les propriétés d'écoulement à froid et la valeur de la marque. Le prix moyen du NExBTL était par rapport au biodiesel plus élevé de 17 cents US/L en 2007 pour les produits vendus en Europe [125] comparativement à 21 cents US/L en 2008-2009[126] et, en 2010, il était de 30 cents US/L pour les produits vendus au Canada[127]. À mesure que la demande pour le DRPH augmentera, les producteurs pourront demander un prix plus élevé. La figure 18 montre l'évolution des prix du NExBTL en fonction de ceux du biodiesel entre le premier trimestre de 2008 et le deuxième de 2009.

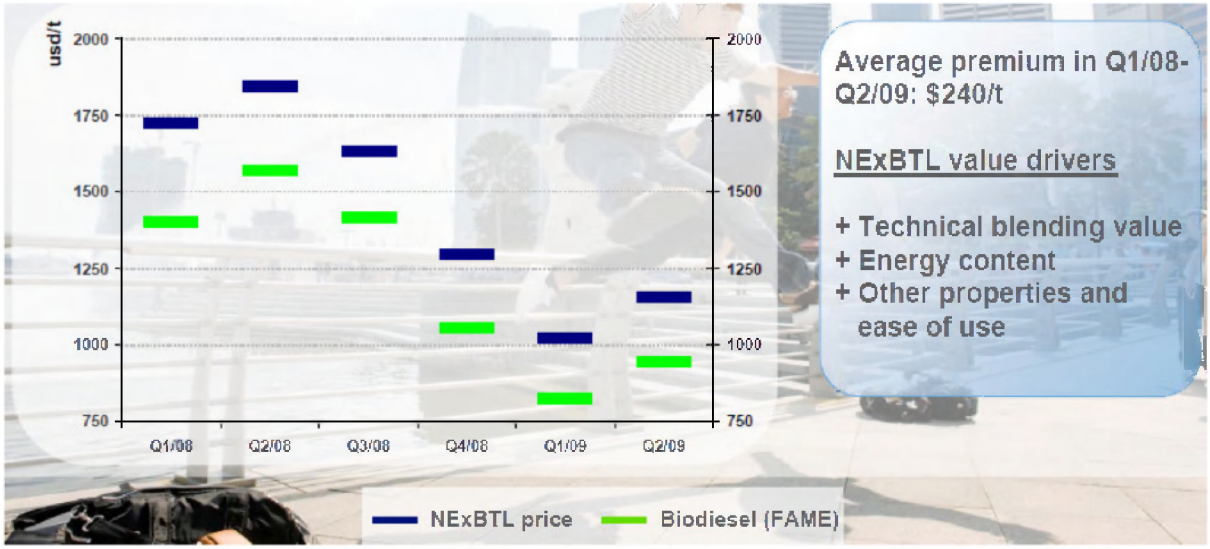
---

[125] Honkamaa, J. (Neste Oil). *Biodiesel*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 2 novembre 2007.

[126] Honkamaa, J. (Neste Oil). *Delivering Future Growth*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil le 29 septembre 2009.

[127] La valeur de 30 cents US/L a été calculée comme suit : 35 cents CAN/L moins les frais de transport de 5 cents CAN/L (le dollar canadien était au pair avec le dollar américain en 2010). Calcul tiré de : ÉcoRessources Consultants. *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*, 2010.

FIGURE 18 – PRIX DU NEXBTL PAR RAPPORT À CELUI DU BIODIESEL, 2008-2009



Traduction:

- USD/t = $ US/t; NExBTL Price = Prix du NExBTL; Biodiesel (FAME) = Biodiesel (EMAG).
- Average premium in Q1/08-Q2/09: $240/t = Prime moyenne entre le T1 de 2008 et le T2 de 2009 = 240 $/t;
- NExBTL value drivers = Facteurs de valeur pour le NExBTL; Technical blending value = Valeur du mélange technique; Energy content = Contenu énergétique; Other properties and ease of use = Autres propriétés et facilité d'utilisation.

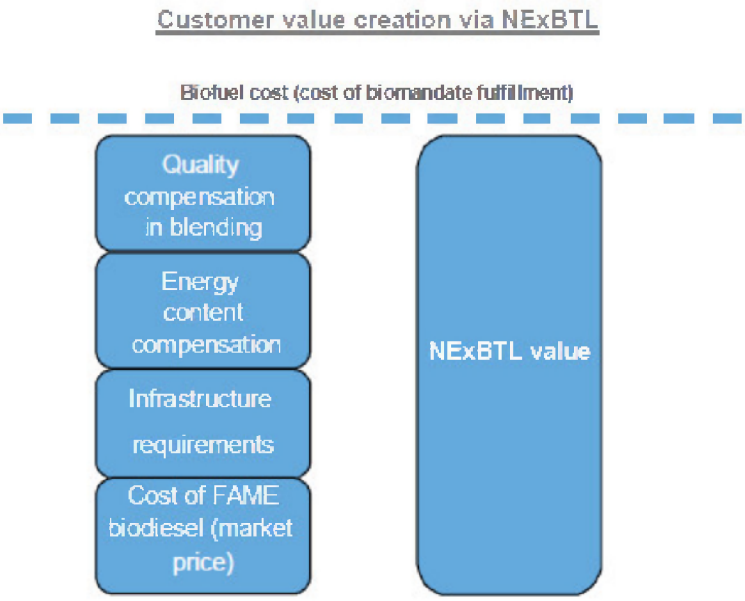
Source : Honkamaa, J. (Neste Oil). *Delivering Future Growth*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil, le 9 septembre 2009.

La figure 19 montre comment la valeur du DRPH est établie pour les clients qui achètent le produit afin de respecter les exigences fédérales pour les biocarburants. Les facteurs tenus en compte sont le prix du biodiesel, qui est l'élément de base; la différence en densité (contenu énergétique) entre le biodiesel et le DRPH; les économies réalisées grâce à l'utilisation de l'infrastructure de mélange du biodiesel déjà en place; et la prime pour les propriétés souhaitables (cétane, point de trouble). Le point de trouble souhaitable du DRPH peut réduire considérablement les coûts en kérosène ou en additifs lorsque le carburant est mélangé avec du biodiesel ayant un faible point de trouble. Pour certains clients, les économies réalisées sur l'infrastructure pour le biodiesel, le kérosène, les additifs et les caractéristiques physiques souhaitables du produit « justifient » le coût plus élevé. Selon une étude menée en 2012[128] par ÉcoRessources, à court terme (c.-à-d., aux prix actuels du DRPH), le DRPH permettra de répondre à 48 p. 100 des exigences fédérales relatives aux sources d'énergie de remplacement au diesel et au mazout de chauffage. Cette proportion passera à environ 55 p. 100 à moyen et à long terme, et la plupart des raffineurs ont indiqué que cette proportion augmentera si la différence de prix entre le biodiesel et le DRPH venait à baisser. Toutefois, compte tenu du fait qu'il n'y a pour l'instant aucune pénurie de DRPH,

[128] Lambert, N. (ÉcoRessources Consultants). *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada*, rapport final soumis le 12 mars 2012, pas encore rendu public.

le prix plus élevé de ce produit par rapport à celui du biodiesel ne changera probablement pas à court terme.

FIGURE 19 – VALEUR DU NEXBTL UTILISÉ POUR RÉPONDRE AUX EXIGENCES POUR LE BIOCARBURANT



Traduction :

- Customer value creation via NExBTL = Création de valeur pour les clients avec le NExBTL; Biofuel cost (cost of biomandate fulfillment) = Coût du biocarburant (coût pour respecter les exigences pour le biocarburant).
- Quality compensation in blending = Compensation de la qualité pendant le mélange; Energy content compensation = Compensation du contenu énergétique; Infrastructure requirements = Exigences en infrastructure; Cost of FAME biodiesel (market price) = Coût du biodiesel produit avec l'EMAG (prix du marché); NExBTL value = Valeur du NExBTL.

Source : Lehmus, M. (Neste Oil). *Renewable fuels – Driving growth and profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil, le 21 septembre 2011.

Les marges pour le DRPH sont fonction des différences de prix des matières premières, de la marge pour le biodiesel (par rapport au diesel) et du prix plus élevé[129]. Étant donné que le biodiesel et le DRPH sont produits avec des matières premières similaires et que leurs coûts de production sont pratiquement les mêmes (voir la section 3.3), le prix plus élevé du DRPH est un solide avantage.

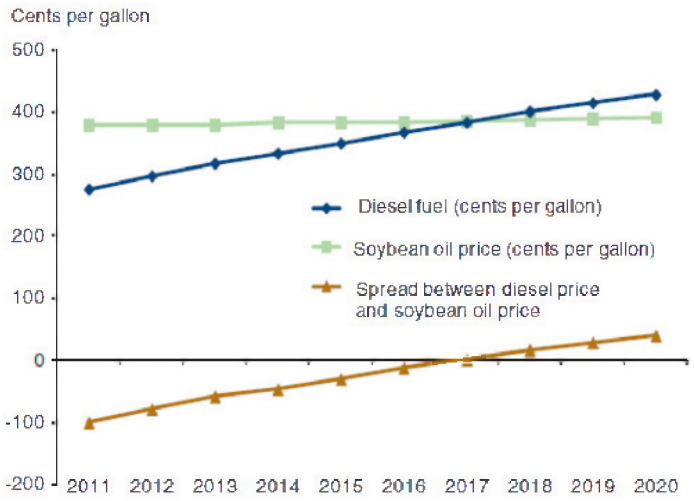
Pour les raffineurs produisant leur propre DRPH, les économies réalisées sur l'infrastructure, le contenu énergétique et les additifs pour améliorer le point de trouble sont les mêmes, toutefois ils peuvent réaliser des économies en raison de la différence de prix entre le DRPH et le biodiesel, pour leur utilisation propre ou pour la vente à d'autres clients. Cet avantage peut compenser le coût élevé des investissements.

[129] Lehmus, M. (Neste Oil). *Renewable fuels – Driving growth and profitability*, exposé présenté au Capital Markets Day organisé par Neste Oil, le 21 septembre 2011.

Aux États-Unis, les prix du DRPH sont régis principalement par le marché des RIN. Étant donné que le DRPH produit un RIN de 1,7 par gallon alors que celui pour le biodiesel n'est que de 1,5 (en raison des facteurs d'énergie équivalente), une hausse des prix du biodiesel entraînera en fait une augmentation, au lieu d'une baisse, de l'écart entre les prix du DRPH et du biodiesel. Par contre, si la production du biodiesel ou du DRPH augmente et entraîne une hausse de l'approvisionnement global en carburants de type B, les prix des D4 RIN diminueront et l'écart de prix entre le biodiesel et le DRPH baissera également[130].

Toutefois, à long terme, il pourrait être avantageux pour les raffineurs de produire des mélanges avec le DRPH et cela non seulement pour respecter la réglementation fédérale. Lorsque les prix du pétrole augmentent, il pourrait être plus rentable de produire du diesel avec des matières renouvelables plutôt que du pétrole brut. Bien entendu, on présume qu'il n'y aura pas aussi une hausse des prix des matières premières renouvelables. Selon les prévisions de l'EIA des États-Unis et de l'USDA, les prix moyens du diesel ordinaire devraient atteindre la parité avec les prix moyens de l'huile de soja en 2017, après quoi, on s'attend à ce que les prix du diesel continuent d'augmenter par rapport aux prix de l'huile de soja (voir la figure 20).

FIGURE 20 – PRIX PRÉVUS DE L'HUILE DE SOJA ET DU DIESEL ORDINAIRE AUX ÉTATS-UNIS, 2011- 2020



Traduction:

- Cents par gallon = Cents par gallon; Diesel fuel (cents per gallon) = Carburant diesel (cents par gallon); Soybean oil price (cents per gallon) = Prix de l'huile de soja (cents par gallon); Spread between diesel price and soybean oil price = Écart entre les prix de l'huile de soja et les prix du diesel.

Source : McPhail, L., Westcott, P. et Lutman, H. (USDA). *The Renewable Identification Number System and U.S. Biofuel Mandates*, publié par le service de recherche économique de l'USDA, novembre 2011. Les données originales sont tirées du document de l'EIA intitulé *2010 Annual Energy Outlook* et USDA, 2011. *Agricultural Projections to 2020*.

[130] Communications personnelles.

7.5 Disponibilité des matières premières

La mesure dans laquelle il sera rentable d'élargir le marché des biocarburants en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale est directement fonction de la disponibilité de matières premières adéquates. Comme on l'a vu dans la section précédente, en 2012, le marché du DRPH pourrait atteindre 2,2 milliards de litres[131] (RIN de 3,8 milliards de litres) aux États-Unis, pour répondre aux exigences de la RFS2, et passer à 4,5 milliards de litres (RIN de 7,6 milliards de litres) si les exigences pour les carburants de type A sont également incluses (mais non celles pour les carburants de type C). Ces exigences augmentent considérablement chaque année, avec une hausse d'ordre de grandeur en 10 ans. Au Canada, en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*, le marché pour le DRPH pourrait être de 400 millions de litres et passer à 900 millions d'ici 2035. Il importe de signaler qu'aux États-Unis, les volumes de carburants renouvelables requis en vertu de la RFS2 sont établis chaque année par l'EPA en tenant compte de la disponibilité des matières premières, de la faisabilité technologique et d'autres facteurs. Au Canada, les volumes requis sont établis selon une moyenne annuelle de 2 p. 100 du diesel et du mazout de chauffage provenant des raffineurs et des importateurs.

Si l'on présume un rendement de production moyen du DRPH de 80 p. 100 par masse (75 p. 100 en hiver, et 85 p. 100 en été)[132], approximativement 390 000 tonnes de matières premières seraient requises pour produire 400 millions de litres (312 000 tonnes) de DRPH afin de répondre aux exigences canadiennes. Le rendement de production ne varie pas beaucoup selon le type de matière première[133]. Afin de répondre aux exigences de la RFS2 de 2,2 milliards de litres de DRPH, 2,3 millions de tonnes matières premières seront requises.

On trouve au tableau 19 l'approvisionnement et la distribution des huiles de canola et de soja au Canada pour les années de récolte 2009-2010 et 2010-2011. Comme on peut le constater, la production totale d'huiles de canola et de soja en 2010-2011 s'élevait à 2,7 millions de tonnes et à 270 000 tonnes, respectivement. Pour l'huile de canola, on enregistre des importations de 128 000 tonnes et des exportations de 2,4 millions de tonnes (81 p. 100 de l'approvisionnement total); alors que pour l'huile de soja, les importations s'élèvent à 58 000 tonnes et les exportations, à 72 000 tonnes (22 p. 100 de l'approvisionnement total). L'utilisation au pays des huiles de canola et de soja s'élevait à 453 000 tonnes et 252 000 tonnes, respectivement. Les exportations et les importations de ces huiles ce font principalement avec les États-Unis.

À l'heure actuelle, l'huile de soja est presque exclusivement utilisée comme source de nourriture au pays. Le ministère de l'Agriculture des États-Unis prévoit que l'utilisation industrielle (énergie primaire) de l'huile de canola passera de 7 p. 100 en 2009-2010 à 16 p. 100 en 2010-2011[134].

---

[131] Tenant compte de la valeur d'énergie équivalente de 1,7 pour le DRPH, en vertu de la RFS2.

[132] Communications personnelles.

[133] Communications personnelles.

[134] Ministère de l'Agriculture des États-Unis (USDA). *Canada: Oilseeds and products annual outlook 2011/2012*, publié par le Global Agricultural Information Network du Foreign Agricultural Service de l'USDA, avril 2011.

TABLEAU 19 – APPROVISIONNEMENT ET DISTRIBUTION DE L'HUILE DE CANOLA ET DE L'HUILE DE SOJA AU CANADA

	HUILE DE CANOLA			HUILE DE SOJA		
	09/10	10/11	11/12	09/10	10/11	11/12
	Milliers de tonnes					
Approvisionnement						
Stocks d'ouverture	31	71	82	3	4	3
Production	2 107	2 768	3 000	232	265	260
Importations	201	128		75	58	
Total	2 339	2 967		310	327	
Distribution						
Exportations	1 819	2 432		51	72	
Utilisation au pays	449	453		255	252	
Stocks de fermeture	71	82		4	3	
Total	2 339	2 967		310	327	

[1]Canadian Oilseed Processors Association (COPA). *COPA Monthly*, décembre 2011/janvier 2012.

Environ 400 000 tonnes de suif et de graisse jaune sont produites chaque année au Canada, principalement pour les industries des produits oléochimiques et d'aliments pour animaux. Selon la Canadian Canola Growers Association, la capacité de production du biodiesel au Canada pourrait augmenter à 500 millions de litres : 160 millions de litres de suif, 80 millions de litres de graisse jaune, 220 millions de litres de canola et 40 millions de litres de soja. Ces mêmes estimations pourraient aussi s'appliquer à la production du DRPH, puisque les rendements de production sont similaires[135].

Aux États-Unis, une grande partie du biodiesel est produit avec du soja. Approximativement 70 millions d'acres de terre servent à la culture du soja, dont 8 p. 100 étaient destinés à la production du biodiesel en 2006-2007. On estime que pour produire 3 milliards de gallons de biodiesel, 30 millions d'acres de terres sont nécessaires pour cultiver des plantes oléagineuses comme le soja[136]. La production actuelle et prévue de DRPH aux États-Unis a recours au suif comme matière première. En 2010, 815 000 tonnes de suif d'équarrissage et 8,6 millions de tonnes d'huile de soja ont été produites aux États-Unis.

Afin d'assurer la croissance des industries de production des biocarburants en Amérique du Nord avec des matières premières nord-américaines, il pourrait être nécessaire de recourir aux progrès en génie génétique ou d'opter pour des cultures plus productives afin d'améliorer le rendement de culture des matières premières. Le tableau 20 présente le rendement de diverses matières premières. Le jatropha et les algues suscitent de plus en plus d'intérêt en raison de leur rendement de culture très élevé en plus du

[135] Coopération économique de la zone Asie-Pacifique (APEC). *APEC Biofuels – Canada Biofuels Activities*, site Web consulté le 12 février 2012. http://www.biofuels.apec.org/me_canada.html.

[136] Hoekman, S. K., Gertler, A. W., Broch, A. et Robbins, C. « Biodistillate Transportation Fuels 1. Production and Properties », *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, vol. 2, nº 2, p. 185, mars 2009.

fait qu'ils ne sont pas utilisés comme aliments. L'huile de palme a également un rendement de production très élevé et constitue la principale matière première utilisée pour produire le NExBTL, bien que son rendement en matière d'émissions de GES soit controversé en raison de l'incidence probablement élevée des changements indirects dans l'utilisation des terres sur les émissions au cours du cycle de vie global.

TABLEAU 20 – RENDEMENT DES MATIÈRES PREMIÈRES AVEC LESQUELLES EST PRODUIT LE BIOCARBURANT

Matières premières	Rendement possible (gallons/acre)
Maïs	18
Soja	40-55
Canola (colza)	110-145
Tournesol	102
Carthame	83
Coton	35
Moutarde	60-140
Jatropha	175-200
Noix de coco	290
Huile de palme	600-650
Algue	>5000

Source : Hoekman, S. K., Gertler, A., Brock, A. et Robbins, C. (Desert Research Institute) et Natarajan, M. (Marathon Petroleum Company). *Production and Properties of Biodistillate Transportation Fuels*, exposé présenté à l'International Speciality Conference: Leapfrogging Opportunities for Air Quality Improvement de l'Air and Waste Management Association, mai 2010, Chine.

8. Carburants renouvelables de remplacement au diesel de la prochaine génération

D'autres matières premières et procédés seront utilisés dans l'avenir pour produire les carburants renouvelables de remplacement au diesel. Outre les technologies d'hydrotraitement, la technologie de prochaine génération de transformation de la biomasse en liquide sera probablement commercialisée à court terme. Ce procédé consiste à gazéifier la biomasse à des températures très élevées en contrôlant la teneur en hydrogène en vue de produire du gaz de synthèse, qui est un mélange de CO, d'hydrogène et de CO_2. Le gaz de synthèse est ensuite converti en carburant liquide par le procédé Fischer-Tropsch, dans lequel le CO et le H_2 réagissent en présence de catalyseurs dans des conditions contrôlées de température et de pression afin de produire des chaînes d'hydrocarbures de diverses longueurs. Les conditions du procédé et le choix du catalyseur sont fonction des longueurs des hydrocarbures souhaitées et, par conséquent, des produits obtenus (depuis le carburant liquide jusqu'à la cire). Ce procédé présente comme avantage que n'importe quel type de biomatières premières peut être utilisé, notamment des résidus forestiers et agricoles, lesquels sont abondants et ont un faible coût[137].

À l'heure actuelle, il n'y a aucune usine commerciale de transformation de la biomasse en liquide. L'entreprise Choren Industries était sur le point d'ouvrir une usine commerciale à Freiberg, en Allemagne, toutefois le processus de mise à l'échelle et de mise en service a pris plus de temps que prévu et de nombreux investisseurs se sont retirés du projet. Comme le projet était entièrement financé par le secteur privé, l'entreprise est maintenant en instance de faillite. Choren a mené à bien un projet pilote d'une capacité de 1 mégawatt thermique (MWth) entre 1998 et 2004 et a commencé la construction d'une usine à l'échelle d'une capacité de 45 MWth en 2003. Entre 2005 et 2007, des entreprises, notamment Shell, Daimler et Volkswagen, ont investi dans le projet. Les travaux de construction ont pris plus de temps que prévu et, en 2009, l'unité de gazéification a été mise en service et a commencé les essais. Puisqu'il s'agissait de la première usine en son genre, certains problèmes techniques ont dû être résolus, notamment les conditions pour obtenir une gazéification idéale pour assurer un rapport CO/H_2 du produit adéquat à l'étape FT suivante ainsi que pour maximiser le rendement (c.-à-d., minimiser la production de CO_2). Avec le temps, il est devenu évident que même si tous les problèmes techniques pouvaient être réglés, le temps requis pour le faire serait coûteux et difficile à prévoir, et les investisseurs se sont retirés[138]. En octobre 2011, un nouvel investisseur a été annoncé et d'autres investisseurs sont sollicités pour poursuivre le projet[139].

137 Rapier, R. « Renewable Diesel Primer », article publié dans le site Web *Consumer Energy Report*, le 17 janvier 2009.
138 Rapier, R. « What Happened At Choren? », article publié dans le site Web *Consumer Energy Report*, le 8 juillet 2011.
139 European Biofuels Technology Platfom. *Biomass to Liquids*, site Web consulté le 15 février 2012. http://www.biofuelstp.eu/btl.html

D'autres projets pilotes ou de démonstration de transformation de la biomasse en liquide sont prévus ou en cours[140,141]:

- Projet de démonstration BioTfuel : Construction en France de deux usines de démonstration qui intègrent toutes les étapes de la transformation de la biomasse en liquide, y compris le séchage et le broyage de la biomasse, la torréfaction, la gazéification, la purification du gaz de synthèse et la synthèse du carburant Fischer-Tropsch. Le projet a un budget de 112,7 millions d'euros et les usines devraient commencer leurs activités à la fin de 2012.

- Usine pilote du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) : Le CEA a annoncé en 2009 la construction d'une usine pilote de transformation de la biomasse en liquide à Bure Saudron, en France, qui utilisera 75 000 tonnes de résidus forestiers et agricoles pour produire 23 000 tonnes/an de biocarburant.

- Coentreprise pour la transformation de la biomasse en liquide de Neste Oil et Stora Enso : Neste Oil, producteur de DRPH, et Stora Enso, entreprise de produits d'emballage et de produits forestiers, ont lancé une coentreprise en 2006 pour construire une usine de démonstration ayant recours à la technologie de transformation de la biomasse en liquide pour obtenir de la cire avec la biomasse forestière, qui servira ensuite à la production du DRPH à la bioraffinerie de Neste. L'usine d'une capacité de 12 MW est en exploitation depuis 2009 et une deuxième étape de démonstration visant à élargir la capacité de production est maintenant prévue. La troisième étape du projet, prévue pour 2015, portera sur la production à l'échelle commerciale et l'expansion à l'échelle mondiale.

- Usine pilote Karlsrhue : L'entreprise Forschungszentrum Karlsruhe GmbH construit une usine de transformation de la biomasse en liquide en partenariat avec LURGI GmbHA. L'usine devrait ouvrir ses portes en 2016.

- L'initiative de bioraffinerie hollandaise : Une installation de démonstration de transformation de la biomasse en liquide d'une capacité de 10 MWth sera construite au port de Rotterdam par les entreprises WUR et ECN avec l'appui du gouvernement hollandais.

Ces exemples illustrent que la technologie en est encore aux premières étapes de la mise à l'échelle commerciale d'usines pilotes et de démonstration et il faudra au moins cinq ans avant que les usines de transformation de la biomasse en liquide tiennent leurs activités sur une base régulière. Par conséquent, les coûts des investissements pour ces usines sont encore très élevés, avec des estimations faites en 2006 de 120 000 $ US à 140 000 $ US par bpj (comparativement à 15 000 $ à 20 000 $ pour une

---

140 European Biofuels Technology Platfom. *Biomass to Liquids*, site Web consulté le 15 février 2012. http://www.biofuelstp.eu/btl.html

141 Gust, S. (Neste Oil). *Neste Oil – Stora Enso BTL Joint Venture*, exposé présenté à la deuxième plénière des intervenants, le 22 janvier 2009.

raffinerie de pétrole et à 30 000 $ à 85 000 $ pour les usines de DRPH, comme on l'a vu dans la section 3.3)[142].

Outre les technologies de remplacement, d'autres matières premières sont également examinées afin d'améliorer le rendement par hectare et d'éviter les conflits avec les cultures vivrières. Comme on l'a vu dans la section précédente, le jatropha, la noix de coco, l'huile de palme et les algues sont des cultures à rendement très élevé par hectare par rapport aux cultures des huiles végétales. Le pétrole d'origine microbienne à base d'eau est une nouvelle matière première renouvelable qui a recours à des champignons pour décomposer les déchets industriels et agricoles en sucres pour nourrir les microbes et produire ensuite du pétrole. Ce procédé est effectué dans des bioréacteurs similaires à ceux utilisés par les brasseurs et les entreprises de biotechnologie. Neste Oil construit actuellement une usine pilote de 10,4 millions de dollars US, laquelle devrait entrer en service à la fin de 2012[143].

---

[142] Rapier, R. « Renewable Diesel Primer », article publié dans le site Web de *Consumer Energy Report*, le 17 janvier 2009.

[143] Green Car Congress. *Neste Oil building pilot plant to produce waste-based microbial oil for NExBTL renewable diesel fuel; commercial production possible by 2015*, publié le 15 décembre 2011.

9. Conclusions et visions d'avenir

Dans le cadre de l'étude, on a montré que le DRPH est un carburant renouvelable de remplacement au diesel dont les propriétés physiques permettent de le mélanger au DTFTS. En outre, les besoins en infrastructure supplémentaire pour l'entreposage et le mélange sont moins élevés que pour le biodiesel et une moins grande quantité de kérosène est requise pour les mélanges utilisés par temps froid. Le taux d'octane et le contenu énergétique du DRPH sont également plus élevés que ceux du biodiesel. En raison des caractéristiques chimiques de l'hydrotraitement, le DRPH peut être fabriqué avec une plus large gamme de matières premières que le biodiesel sans compromettre la qualité du produit.

Les coûts des investissements d'une installation de production autonome de DRPH dans une raffinerie en place sont encore fort élevés. Le coût unitaire des investissements est élevé pour les très petites et les très grandes usines (de 45 000 $ à 85 000 $ par capacité de bpj), mais approximativement le même pour le reste (de 30 000 $ à 40 000 $ par capacité de bpj). En comparaison, les coûts des investissements moyens pour une raffinerie de pétrole s'élèvent de 15 000 $ à 20 000 $ par capacité de bpj et de 20 000 $ à 30 000 $ par capacité de bpj pour les grandes usines de biodiesel (bien entendu, les raffineries de pétrole ont habituellement une très grande capacité, et les coûts des investissements totaux pour leur construction sont beaucoup plus élevés que ceux des petites usines de DRPH ou de biodiesel).

Les coûts d'exploitation pour la production du DRPH sont similaires à ceux du biodiesel, les matières premières représentant approximativement 80 p. 100 de ces coûts.

Par contre, les coûts des investissements pour l'adaptation d'une unité d'hydrotraitement pour effectuer le traitement simultané dans une raffinerie déjà en place sont beaucoup moins élevés, de même que les coûts d'exploitation marginaux.

À l'heure actuelle, il n'y a que six usines commerciales de production du DRPH, d'une capacité totale de 2,5 milliards de litre par an. On trouve une de ces usines aux États-Unis, quatre en Europe et une en Asie du Sud-Est. D'ici la fin de 2012, une deuxième usine ouvrira ses portes aux États-Unis pour porter la capacité totale en Amérique du Nord à 900 millions de litres par an.

En 2012, le volume de carburants renouvelables de remplacement au diesel requis pour répondre aux exigences du Canada et des États-Unis s'élève à 400 millions de litres et 3,8 milliards de litres, respectivement (7,6 milliards de litres aux États-Unis si l'on tient compte des exigences pour le carburant non cellulosique avancé de type A). Une capacité de 400 000 tonnes et de 2,3 millions de tonnes de matières premières est requise pour répondre aux exigences du Canada et des États-Unis, respectivement. En 2010-2011, on enregistrait au Canada une production totale de 2,7 millions de tonnes d'huile de canola, de 270 000 tonnes d'huile de soja et de 400 000 tonnes de suif. En 2010, la production aux États-Unis s'élevait à 815 000 tonnes de suif d'équarrissage et à 8,6 millions de tonnes d'huile de soja. Bien que la capacité actuelle de production des matières premières soit amplement suffisante pour répondre aux exigences fédérales au Canada et aux États-Unis, la dynamique entourant l'utilisation actuelle des matières premières comme aliments (et à d'autres fins) et les recettes des exportations doivent être tenues en compte dans l'évaluation de la capacité en matières premières, laquelle ne faisait pas l'objet de la présente étude.

Au Canada, une usine de 215 ML/an pourrait répondre à 30 p. 100 des besoins totaux actuels en carburants renouvelables de remplacement au diesel et au mazout de chauffage. L'ajout d'une autre usine de la même taille répondrait à 48 p. 100 des besoins prévus en 2035. Par ailleurs, une usine de 906 ML/an procurerait 33 p. 100 de plus que les exigences posées par le gouvernement canadien à court terme et permettrait éventuellement des exportations aux États-Unis et, en 2035, répondrait à l'ensemble des besoins prévus.