



Projet d'infrastructure pour l'Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable

Jalon 4 – Rapport final

Ressources naturelles Canada
588, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0Y7

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec :

Dany Lemieux, directeur du développement commercial - Énergie

Téléphone : 418-780-0158

Télécopieur : 418-877-6763

Courriel : dany.lemieux@ecoressources.com

15 mai 2010

Experts in environment and natural resource economics

825, Raoul-Jobin, Quebec (Quebec) Canada G1N 1S6

1097, St-Alexandre, Suite 201, Montreal (Quebec) Canada H2Z 1P8

www.ecoressources.com · info@ecoressources.com

Table des matières

Sommaire.....	4
1. Introduction.....	10
1.1 Renseignements généraux	10
1.2 Demande actuelle à l'égard du biodiesel	11
2. Infrastructure existante et infrastructure supplémentaire nécessaire pour le stockage, le mélange et la distribution du contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage.....	13
2.1 Raffineries	13
2.1.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables	17
2.1.2 Infrastructure supplémentaire pour les carburants et les mélanges renouvelables	17
2.2 Terminaux de stockage de carburants et dépôts de stockage en vrac	18
2.2.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables	19
2.2.2 Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables	21
2.3 Sites commerciaux et de vente au détail	23
2.3.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables	24
2.3.2 Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables	24
2.4 Transport	25
2.4.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables	29
2.4.2 Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables	30
3. Délai nécessaire aux activités de planification, d'obtention des permis, de construction et de mise en service pour les nouvelles infrastructures.....	31
3.1 Scénarios liés à l'état de préparation	32
4. Estimation des volumes différentiels nécessaires pour les mélanges de biodiesel et de kérosène	36
5. Coût des nouvelles infrastructures et des volumes supplémentaires de kérosène.....	44
6. Capacité de l'industrie à garantir que les bassins de distillat avec biocontenu sont séparés de ceux sans biocontenu.....	47
Références.....	48
Annexe A – Questionnaires à l'intention des producteurs de pétrole	51

Liste des tableaux

Tableau 1 – Nombre de raffineries et/ou de terminaux à doter de nouveaux ajouts et/ou de modernisations à l'infrastructure, et leurs coûts	8
Tableau 2 – Coûts annuels du kérosène additionnel	9
Tableau 3 – Production des produits pétroliers utilisés dans le secteur du transport en 2009, par province (en millions de litres).....	14
Tableau 4 – Raffineries au Canada – Emplacement, type et capacité de production, 2008	16
Tableau 5 – Terminaux principaux et secondaires, installations de stockage en vrac et dépôt à approvisionnement sélectif par carte au Canada, 2007	18
Tableau 6 – Répartition des points de vente au détail en 2008	23
Tableau 7 – Ventes nationales de diesel au détail	24
Tableau 8 – Nombre de raffineries et/ou de terminaux dotés de nouveaux ajouts d'infrastructure ou modernisés	34
Tableau 9 – Volumes et concentrations des mélanges pour l'Ouest – Données différentielles, réglementation fédérale seulement, 2013.....	39
Tableau 10 – Volumes et concentrations des mélanges pour l'Ontario et l'Est – Données différentielles, réglementation fédérale seulement, 2013.....	40
Tableau 11 – Volumes et concentrations des mélanges pour l'Ouest – Réglementation Provinciales seulement, 2013	41
Tableau 12 – Volumes et concentrations des mélanges pour le Canada – Données différentielles, réglementation fédérale seulement, 2013.....	42
Tableau 13 – Volumes et concentrations des mélanges pour le Canada – Total fédéral, provincial et existant, 2013	43
Tableau 14 – Nombre de raffineries et/ou de terminaux recevant des ajouts d'infrastructure et coût de ces ajouts	44
Tableau 15 – Coûts annuels associés au kérosène supplémentaire	45

Liste des figures

Figure 1 – Un terminal avec biodiesel	21
Figure 2 : Oléoducs réglementés par l'Office national de l'énergie.....	26
Figure 3: Réseau de distribution des produits pétroliers dans l'Ouest canadien.....	27
Figure 4: Réseau de distribution des produits pétroliers au Québec et en Ontario.....	28

Sommaire

En 2006, le gouvernement canadien a proposé l'adoption d'un règlement relatif à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* qui, parmi d'autres exigences, obligerait que l'ensemble du carburant diesel et du mazout de chauffage comporte une concentration moyenne de 2 % de carburant renouvelable d'ici 2012, après démonstration satisfaisante. En avril 2010, le gouvernement fédéral a indiqué qu'aucun délai fixe serait dorénavant associé au règlement de 2 % et que « cette exigence n'entrera en vigueur qu'une fois la faisabilité technique de l'utilisation du carburant diesel renouvelable dans l'ensemble des conditions canadiennes aura été démontrée » (Environnement Canada, 2010).

Dans ce contexte, le gouvernement canadien exige la tenue d'une étude qui porte sur l'infrastructure nécessaire, l'immobilisation et les autres coûts et échéanciers requis pour la mise en application, partout au Canada, d'un règlement national de 2 % relatif au diesel renouvelable, en vertu des conditions prescrites dans le règlement proposé. Ce projet vise principalement à évaluer ces questions. De façon plus spécifique, ce règlement comporte les tâches suivantes : évaluation de l'infrastructure existante en matière de mélange, de stockage et de distribution relative au contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, en place depuis le 1^{er} janvier 2010; évaluation de la portion restante de l'infrastructure à installer afin que les parties réglementées puissent se conformer au règlement, ainsi que les estimations de coûts et les délais d'exécution de ces nouveaux investissements; estimation des exigences incrémentielles relatives au diesel (biodiesel, huile végétale hydrotraitée (HVH), etc.) et au kérosène renouvelables afin de satisfaire aux exigences en matière de carburant, en fonction des calendriers projetés pour le mélange au niveau régional; évaluation de la capacité de l'industrie à garantir que les bassins de distillat avec biocontenu sont séparés de ceux sans biocontenu.

L'obtention des résultats de ces tâches découle d'une analyse documentaire et d'une longue consultation auprès des promoteurs de l'industrie. Au Canada, la majorité des grandes compagnies pétrolières ont accepté de participer à cette étude. Pour préserver la confidentialité des renseignements sensibles sur le plan commercial que nous ont fournis les compagnies pétrolières et pour les fins de ce rapport, les résultats ont été regroupés par région. La région définie comme étant l'« Ouest » comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Comme la région du centre n'inclut que l'Ontario, elle sera tout simplement appelée « Ontario » dans le texte. La région définie comme étant l'« Est » comprend le Québec et les provinces atlantiques.

Infrastructure existante et infrastructure additionnelle nécessaire pour le stockage, le mélange et la distribution du contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, et leurs délais d'approvisionnement

Au Canada, la distribution de biocarburant ne bénéficie pas des mêmes moyens que les carburants fossiles; l'infrastructure doit être modifiée pour le transport et la distribution des biocarburants de première génération. Comme l'industrie du biocarburant en est encore à une phase embryonnaire et que son développement est rapide, les pratiques exemplaires ne sont pas toujours respectées pour l'exécution des différentes activités de distribution : le transport est actuellement effectué par camion ou par train, le stockage est principalement assuré par les compagnies pétrolières, surtout en ce qui a trait au biocarburant pur pour lequel il n'existe pas de terminaux primaires, et le mélange est aussi en majeure partie effectué par

barbotage en raison d'un manque d'infrastructure. Le Québec fait exception, de 65 à 75 % du mélange étant effectué par injection en ligne, directement dans les terminaux.

Nous présentons ci-après une description de l'infrastructure existante et de l'infrastructure additionnelle nécessaire en ce qui a trait au diesel renouvelable, qui devrait être mise en place, de façon réaliste, en l'échelonnant sur une série de dates déterminantes. Il s'agira d'abord de la description de l'infrastructure déjà en place, puis de celle des projets actuellement en cours et de leurs dates d'achèvement prévues. Nous décrivons enfin les nouveaux projets dont le démarrage dépend d'une certitude réglementaire et de la période estimée que nécessiteront ces ajouts/modifications à l'infrastructure. Il est à noter que, dans la plupart des cas, une nouvelle infrastructure ne sera optionnelle qu'au cours du printemps ou de l'été. Cela permettra d'éviter le début de l'exploitation durant les mois d'hiver, solution qui serait plus problématique pour des raisons de point de trouble. Par conséquent, si la certitude réglementaire est obtenue en décembre et que la réalisation d'un projet demande une année complète, il sera tout de même optionnel au moins jusqu'au mois d'avril de l'année suivante. Cet important point doit être pris en compte dans l'analyse des délais d'exécution relatifs à la nouvelle infrastructure.

Les délais d'exécution de la modernisation d'un terminal ou d'une raffinerie sont d'environ un à trois ans. Des délais plus longs seront habituellement associés à des investissements plus importants, comme des installations de réception de camions, de trains et/ou de navires. L'émission de permis et la planification constituent généralement les étapes les plus longues du processus, totalisant de 9 à 18 mois. L'étape de la planification est la plus imprévisible, à ce point, puisque de nombreux répondants attendent une certitude réglementaire pour débiter leur planification en bonne foi. Les répondants ont mentionné que l'accélération des délais d'exécution en vue de respecter la date de début obligatoire prescrite, même si elle est possible dans certains cas, est susceptible d'entraîner d'importants dépassements de coûts en raison des plans et des émissions de permis exécutés à la hâte. Les délais d'exécution pour la modernisation des points de vente (commerciaux et de détail) sont très courts, soit de trois à six mois, puisque ce type de modifications est mineur (nettoyage des réservoirs, nouveaux filtres, inspections).

Infrastructure existante en janvier 2010

Deux raffineries de l'Ouest ont fait l'objet d'investissements dans une nouvelle infrastructure pour le diesel renouvelable : la raffinerie Consumer's Co-op Refineries Ltd. (CCRL) de Regina, en Saskatchewan, et la raffinerie-terminal Chevron de Burnaby, en Colombie-Britannique. De plus, 10 terminaux ont été modifiés ou modernisés pour prendre en charge le biodiesel. Sept terminaux sur 10 sont situés dans l'Ouest et exploités par Imperial Oil, Shell et Suncor. Les investissements réalisés dans l'Ouest visent à se conformer aux règlements provinciaux du Manitoba et de la Colombie-Britannique, et anticipent ceux qui entreront en vigueur en Alberta et en Saskatchewan. Trois terminaux modernisés sur 10 sont situés dans l'Est et exploités par Norcan et Canterm (propriété d'Olco) à Montréal et à Québec, et leur modernisation n'est pas motivée par une réglementation fédérale ou provinciale.

Tous les investissements ont rapport au stockage et au mélange de biodiesel, à la raffinerie ou au terminal, comme l'installation de nouveaux réservoirs d'accueil B100 et/ou la modification des réservoirs existants (nettoyage, traitement et installation de filtres, à raison généralement de un réservoir par site), d'équipement de contrôle de la température (chauffage et isolation) ou d'équipement de mélange (en ligne ou sur le support), la modification de l'électronique de mélange et des systèmes de facturation, et

l'éducation des clients. Trois sites ont été dotés d'installations de déchargement de camions et deux autres, d'installations de déchargement ferroviaire et maritime, respectivement.

Au total, environ 200 points de vente (commerciaux et de détail) ont déjà été modernisés en vue de prendre en charge des mélanges de biodiesel. La majorité de ces sites se trouvent dans l'Est, le Québec disposant déjà d'un marché pour les mélanges de biodiesel, qui est exploité par des indépendants. Les autres sites sont dans l'Ouest (aucun site en Ontario). Les investissements réalisés dans l'Ouest sont mis en place en vue de se conformer à la réglementation provinciale, tandis que l'Est n'est pas réglementé.

Projets en cours

De nouveaux projets d'infrastructure en cours d'exécution sont décrits ci-après et énumérés en fonction de leur date d'achèvement prévue. Pour préserver la confidentialité des données fournies par les répondants, les ajouts apportés à l'infrastructure des raffineries et des terminaux sont décrits ensemble. Il est à noter que tous les projets actuellement en cours d'exécution se trouvent dans l'Ouest et qu'ils ont été mis en place en vue de se conformer à la réglementation provinciale existante.

Janvier 2011 – La modernisation de trois raffineries et/ou terminaux prévue dans l'Ouest seulement serait effectuée d'ici janvier 2011 (il est tout de même à noter que le mélange réel du biodiesel ne débutera vraisemblablement pas avant le début d'avril en raison des températures froides). Ces ajouts à l'infrastructure comprennent des installations de réception de camions pour le biodiesel dans deux sites, des installations de réception de trains dans un site, de nouveaux réservoirs et de nouvelles conduites avec chauffage, des installations pour le mélange sur support directement dans les camions et les trains, ainsi que des installations de mélange en ligne.

Juin 2011 – À cette date, il est prévu que l'ajout à l'infrastructure susmentionnée, une infrastructure additionnelle à une raffinerie/à un terminal sera opérationnelle. La modernisation de ce site comprendrait des réservoirs de stockage chauffés et un système de mélange en ligne chauffé avec installations de déchargement de camions.

Décembre 2011 – Aucune infrastructure additionnelle n'est prévue pour cette date.

Juin 2012 – La modernisation additionnelle de l'infrastructure d'un site devrait débuter à cette date. Elle comprendra des réservoirs de stockage chauffés et un système de mélange en ligne chauffé avec installations de déchargement de camions.

La modernisation d'environ 230 autres points de vente permet de prendre les mélanges de biodiesel en charge depuis janvier 2010.

Projets en attente de certitude réglementaire

La majorité des nouveaux projets d'infrastructure qui seraient instaurés pour se conformer à la réglementation fédérale proposée attendent une certitude réglementaire avant d'être mis en branle. Ces projets sont décrits ci-après et énoncés selon l'estimation des délais nécessaires pour l'obtention d'une certitude réglementaire. Pour préserver la confidentialité des données fournies par les répondants, les ajouts apportés à l'infrastructure des raffineries et des terminaux sont décrits ensemble.

6 mois – Aucune infrastructure additionnelle prévue ne pourrait être en place à ce moment.

12 mois – Un projet proposé dans l'Est pourrait être achevé à cette date. Le projet comprend la mise en place de réservoirs de stockage chauffés et d'un système de mélange en ligne chauffé dans une raffinerie ou un terminal.

18 mois – Aucune modification d'infrastructure additionnelle prévue ne pourrait être en place à ce moment.

24 mois – Il est prévu que la majorité (10 sites) des ajouts à l'infrastructure à grande échelle sera en place à ce moment. Outre le site de l'Est achevé après 12 mois, il est prévu que deux raffineries et/ou terminaux soient modernisés dans l'Ouest, quatre en Ontario et trois dans l'Est. Un site investira dans la mise à l'essai d'un pipeline et dans des modifications au protocole relatif aux pipelines afin d'éventuellement transporter le B5 par pipeline. Deux sites mettront en place des installations de réception maritime et des conduites, un site mettra en place des installations de réception ferroviaire et trois sites, des installations de réception de camions. Trois sites seront dotés d'installations de mélange sur support et un, d'un équipement pour le mélange en lot de kérosène à ultra-faible teneur en soufre (KUFS) pour le diesel saisonnier. La plupart des sites compteront également des conduites et des réservoirs chauffés ainsi que la modernisation de l'électronique de mélange.

Plus de 30 mois – Pour cette date, mise à part l'infrastructure installée après 24 mois, il est prévu que les six sites restants, dont la modernisation d'une raffinerie et/ou d'un terminal, seront achevés dans l'Ouest, deux en Ontario et trois dans l'Est. Les six sites seront tous dotés d'installations de réception de trains, et cinq seront aussi dotés d'installations de réception de camions. L'installation d'un équipement de mélange sur support est prévue dans cinq sites, tandis que celle d'un équipement de mélange en ligne est prévue dans deux autres. Les sites recevront tous de nouveaux réservoirs et/ou leurs réservoirs existants seront nettoyés; ils seront aussi dotés de systèmes de chauffage de réservoir et de conduite.

Selon les estimations, environ 1 500 points de vente additionnels (commerciaux et de détail) devront faire l'objet de conversion pour se conformer à la réglementation fédérale.

Exigences en matière de biodiesel et de kérosène

La situation est unique, dans l'Ouest, en raison des règlements provinciaux existants. Les volumes marginaux de biodiesel mélangés en vue de se conformer aux exigences fédérales proposées sont relativement faibles (notamment parce que les producteurs/mélangeurs locaux de l'Ouest seront déjà conformes à l'exigence fédérale proposée, par le truchement des exigences provinciales relatives à leur mélange). Les raffineurs/négociants nationaux qui œuvrent dans cette région choisiront de mélanger de fortes concentrations (B5) seulement au cours des mois plus chauds, principalement d'avril à septembre, afin de favoriser la conformité de leur moyenne nationale de 2 %. Par conséquent, le kérosène ne sera nécessaire que durant les mois de transition entre les saisons, soit mars, avril, mai et août, septembre, octobre.

La situation est bien différente en Ontario et dans l'Est. Comme il n'existe aucune réglementation provinciale et qu'aucune n'est prévue en matière de teneur en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage dans ces régions, les volumes de biodiesel à mélanger pour se conformer au règlement fédéral seront plus importants. En raison de la nature régionale de leurs exploitations, les producteurs/mélangeurs régionaux disposeront de moins de flexibilité en ce qui a trait à l'endroit et au

moment de procéder au mélange du biodiesel. Par conséquent, dans cette région, d'importants volumes de biodiesel seront mélangés durant les mois d'hiver, ce qui nécessitera de grands volumes de kérosène. Les mélangeurs de toutes les régions cherchent néanmoins à réduire au minimum le mélange du biodiesel durant les mois les plus froids.

Coûts des ajouts/modernisations aux infrastructures et du kérosène additionnel

Les coûts associés à la modernisation d'une raffinerie ou d'un terminal se situent entre 0,5 et 16,3 millions de dollars, avec une moyenne d'environ 7,5 millions de dollars. Les coûts dépendent en grande partie de l'ampleur des ajouts à l'infrastructure. Les sites qui ont besoin d'une infrastructure de déchargement maritime et/ou ferroviaire pour le biodiesel feront face aux coûts les plus élevés, qui se situent habituellement dans une plage de 7 à 16 millions de dollars. L'équipement de déchargement de camions, les nouveaux réservoirs, l'équipement de chauffage et de mélange en ligne ou sur support constituent également des dépenses importantes, de l'ordre de 1 à 7 millions de dollars.

Le tableau 1 présente le total des ajouts à l'infrastructure et leurs coûts, par région :

TABEAU 1 – NOMBRE DE RAFFINERIES ET/OU DE TERMINAUX À Doter de nouveaux ajouts et/ou de modernisations à l'infrastructure, et leurs coûts

	Investissements existants		Investissements supplémentaires		Total	
	Nombre de sites	Total Coût (million\$)	Nombre de sites	Coût total (million\$)	Nombre de sites	Coût total (million\$)
Ouest	9	20,0	8	48,3	17	68,3
Ontario	0	S.O.	6	42,6	6	42,6
Est	3	1,7	7	68,0	10	69,7
Total Canada	12	21,7	21	158,9	33	180,6

Le coût de la modernisation d'un point de vente au détail est très modeste, soit en moyenne de 400 à 2 000 dollars. Toutefois, le nombre de points de vente au détail à moderniser est élevé, soit environ 1 500. Selon les estimations des répondants, il faudra investir au total 1,8 million de dollars pour moderniser les points de vente au détail dans tout le pays et ainsi leur permettre de vendre des mélanges de biodiesel en conformité avec la réglementation fédérale proposée.

Le tableau 2 présente les coûts différentiels annuels du mélange avec kérosène qui permettra de satisfaire aux exigences relatives au point de trouble. Pour les fins de ce calcul, nous avons utilisé un différentiel de prix de 4,9 cents CA/litre, entre le kérosène et le diesel conventionnel. Ce choix est fondé sur la différence moyenne historique des prix de gros pour le kérosène et le distillat n° 2 au cours des mois d'hiver (d'octobre à mars) des trois dernières années (de 2007 à 2010) (EIE, 2010). Le tableau s'inspire de la demande en diesel projetée pour 2013 au Canada, moment auquel il est présumé que toute l'infrastructure de mélange sera en place.

TABEAU 2 – COÛTS ANNUELS DU KÉROSÈNE ADDITIONNEL

	Règlements provinciaux seulement		Règlement fédéral seulement		Total	
	Volume* (m ³)	Coût (million \$)	Volume* (m ³)	Coût (million \$)	Volume* (m ³)	Coût (million \$)
Ouest	123 865	6,07	55 704	2,73	179 570	8,80
Ontario + Est	10 723	0,53	472 277	23,14	483 000	23,67
Total Canada	134 588	6,59	527 981	25,87	662 569	32,47

* Fondé sur la demande en 2013.

Dans certains cas, les producteurs et les mélangeurs utiliseront de l'HVH au lieu du biodiesel afin de se conformer aux exigences fédérales et provinciales (surtout parce que l'HVH présente des propriétés d'écoulement à froid supérieures). Cela est en grande partie attribuable au fait que dans certaines régions, les compagnies devront mélanger le biocontenu durant les mois d'hiver pour se conformer aux exigences provinciales, surtout en Colombie-Britannique dont la réglementation provinciale est de 5 %. Le recours à l'HVH entraînerait également des économies en raison des acquisitions en KUPS évitées ainsi que de la nécessité moindre d'infrastructure spécialisée pour son stockage et son mélange.

À l'heure actuelle, cependant, l'HVH est très dispendieuse par rapport au biodiesel. Le différentiel de prix variera en fonction des fluctuations des prix de la matière première, mais il se situe actuellement entre 0,3 et 0,4 \$/L. Par conséquent, aux seules fins de conformité à la réglementation provinciale dans l'Ouest, les dépenses prévues s'élèveront à environ 18 à 21 millions de dollars chaque année en HVH, selon la demande en 2013 (aucune HVH ne devrait être utilisée en Ontario et dans l'Est en l'absence de réglementation fédérale). Les coûts incrémentiels annuels de l'HVH associés à la réglementation fédérale seulement devraient s'élever à environ 9 à 12 millions de dollars dans l'Ouest, et à 1,8 à 2,4 millions de dollars en Ontario et dans l'Est. Une grande partie de ces coûts est attribuable au transport puisque, pour le moment et dans un proche avenir, le produit n'est offert qu'à Singapour et en Europe. Il faudrait noter que certains répondants ont indiqué avoir examiné des plans pour mettre en place leurs propres installations de production de ce produit.

1. Introduction

1.1 Renseignements généraux

Depuis 1980, le gouvernement du Canada appuie le développement des carburants de remplacement. Le gouvernement du Canada a été très actif dans le secteur de la recherche et du développement des technologies liées à la production et à l'utilisation des carburants renouvelables. En 2006, le gouvernement canadien a proposé une réglementation dans le cadre de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* afin d'exiger une proportion moyenne de carburant renouvelable pour les carburants conventionnels canadiens. Voici les éléments clés de l'approche, tels qu'ils sont indiqués dans l'Avis d'intention publié le 30 décembre 2006 (*Gazette du Canada*, 2006) :

- Une proportion moyenne de 5 % de contenu renouvelable en fonction du volume d'essence qu'une entreprise produit ou importe aux fins d'utilisation au Canada, à partir de septembre 2010;
- Une proportion moyenne de 2 % de contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage d'ici 2012, une fois que la faisabilité technique de l'utilisation du carburant diesel renouvelable dans l'ensemble des conditions canadiennes aura été démontrée;
- Un système de crédit et d'échange permettant à une entreprise de se procurer des crédits auprès d'autres entreprises plutôt que d'intégrer un contenu renouvelable à son carburant.

Le 26 juin 2008, le projet de loi C-33, une loi modifiant la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999), a été adopté par le Comité sénatorial permanent de l'Énergie, de l'environnement et des ressources naturelles pour faciliter la mise en œuvre d'une réglementation portant sur les éléments clés du contenu renouvelable dans les carburants et permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES).

En avril 2010, le gouvernement fédéral a indiqué qu'aucun délai fixe ne serait associé à la réglementation sur la proportion de 2 % de contenu renouvelable et que « cette exigence n'entrera en vigueur qu'une fois la faisabilité technique de l'utilisation du carburant diesel renouvelable dans l'ensemble des conditions canadiennes aura été démontrée » (Environnement Canada, 2011).

Dans ce contexte, le gouvernement canadien exige la tenue d'une étude qui porte sur l'infrastructure nécessaire, l'immobilisation et les autres coûts et échéanciers requis pour la mise en application, partout au Canada, d'un règlement national de 2 % relatif au diesel renouvelable, en vertu des conditions prescrites dans le règlement proposé. Ce projet vise principalement à évaluer ces questions.

De façon plus spécifique, ce règlement englobe six tâches :

- 1) Évaluation de l'infrastructure existante en matière de mélange, de stockage et de distribution relative au contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, en place depuis le 1^{er} janvier 2010;

- 2) Évaluation de la portion restante de l'infrastructure à installer afin que les parties réglementées puissent se conformer au règlement;
- 3) Estimation des exigences incrémentielles relatives au kérosène/kérosène à faible teneur en soufre et au biodiesel afin de satisfaire aux exigences en matière de carburant, en fonction des calendriers projetés pour le mélange au niveau régional;
- 4) Estimation du délai nécessaire aux activités de planification, d'obtention des permis, de construction et de mise en service en lien avec l'infrastructure nécessaire pour respecter la réglementation fédérale, y compris les raffineries, les terminaux, l'infrastructure de vente au détail et l'infrastructure de transport;
- 5) Estimation des coûts différentiels relatifs à l'infrastructure supplémentaire et au kérosène à faible teneur en soufre nécessaires pour respecter la réglementation fédérale;
- 6) Évaluation de la capacité de l'industrie à garantir que les bassins de distillat avec biocontenu sont séparés de ceux sans biocontenu.

L'obtention des résultats de ces tâches découle d'une analyse documentaire et d'une longue consultation auprès des promoteurs de l'industrie. Nous avons fourni aux producteurs et aux importateurs de carburant un questionnaire à remplir (Annexe A) et avons demandé des précisions lorsque cela était nécessaire. La majorité des grandes compagnies pétrolières ont accepté de participer à cette étude, pourvu que la confidentialité des renseignements sensibles sur le plan commercial soit préservée.

Pour préserver la confidentialité des renseignements sensibles sur le plan commercial que nous ont fournis les compagnies pétrolières et pour les fins de ce rapport, les résultats ont été regroupés par région. La région définie comme étant l'« Ouest » comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Comme la région du centre n'inclut que l'Ontario, elle sera tout simplement appelée « Ontario » dans le texte. La région définie comme étant l'« Est » comprend le Québec et les provinces de l'Atlantique.

1.2 Demande actuelle à l'égard du biodiesel

Des infrastructures sont actuellement en place partout au pays pour la manutention et le mélange du biodiesel, malgré l'absence d'une réglementation fédérale, pour un certain nombre de raisons. Dans la région de l'Ouest, une réglementation provinciale est déjà en place en Colombie-Britannique (5 %) et au Manitoba (2 %). L'Alberta a officiellement adopté son propre règlement exigeant une proportion de 2 % de biodiesel et ce règlement entrera en vigueur l'an prochain. La province de la Saskatchewan a indiqué qu'elle en ferait de même (bien que le règlement n'ait pas encore été officiellement adopté).

En Ontario et au Québec, on mélange déjà une certaine quantité de biodiesel malgré l'absence de règlements provinciaux ou fédéraux. En effet, quelques initiatives de démonstration sont en cours sur des véhicules de transport en commun et de services gouvernementaux dans un certain nombre d'administrations. Au Québec en particulier, cela a permis à Norcan et à Olco, qui vendent déjà des produits destinés au public, de vendre des mélanges de biodiesel. Des initiatives ont aussi été mises en place au Québec afin d'inciter les producteurs agricoles à utiliser des mélanges de biodiesel dans leur équipement puisque leur utilisation est favorable à leur industrie. Cependant, les volumes mélangés en

Ontario et dans l'Est demeurent faibles comparativement aux volumes mélangés dans l'Ouest imposés par les règlements provinciaux.

2. Infrastructure existante et infrastructure supplémentaire nécessaire pour le stockage, le mélange et la distribution du contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage

La présente section fournit une description de l'infrastructure existante pour la production des mélanges diesel renouvelables au 1^{er} janvier 2010 ainsi que de l'infrastructure supplémentaire qui serait nécessaires dans le contexte d'une exigence fédérale de 2 % à l'égard du contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage.

Il convient de souligner, au sujet de la nouvelle infrastructure anticipée, que certains intervenants n'ont pas encore entièrement prévu les investissements d'infrastructure qu'ils feront afin de se conformer à la réglementation fédérale proposée. Certains intervenants attendent une annonce définitive du gouvernement fédéral avant d'amorcer ce processus de planification. De plus, les estimations qui ont été fournies par les intervenants sont des estimations préliminaires sujettes à des modifications. Par conséquent, les résultats présentés concernant la nouvelle infrastructure anticipée ne doivent pas être perçus comme un portrait complet ou définitif des investissements futurs.

2.1 Raffineries

On compte actuellement 19 raffineries¹ au Canada. La plus récente raffinerie a été construite en 1984 et, depuis, les raffineries ont dû procéder à des investissements afin d'accroître leur efficacité et de réduire leurs coûts. Des raffineries ont aussi procédé à des investissements afin de se conformer aux spécifications de produit et aux règlements environnementaux.

Bien que le Canada soit le septième producteur de pétrole en importance dans le monde, ses importations de pétrole brut représentent plus de la moitié des intrants des raffineries nationales (RNCAN, 2008), en raison principalement du fait que le coût du transport du pétrole de l'Ouest canadien vers l'Est du Canada est plus élevé que le coût associé à l'importation du pétrole brut. De plus, les raffineries de l'Est du Canada ne disposent pas toutes de l'équipement nécessaire à l'utilisation du pétrole brut à base de bitume. Par conséquent, les raffineries des provinces de l'Atlantique et du Québec choisissent d'importer du pétrole brut de l'Europe, des pays de l'OPEP et du nord-est des États-Unis en raison de l'accès à ces marchés par les principales voies navigables. Plus récemment, un certain nombre de ces raffineries ont commencé à faire appel aux plateformes pétrolières de Terre-Neuve-et-Labrador pour leur approvisionnement en matières premières.

En général, les raffineries de l'Ouest répondent aux demandes de produits pétroliers provenant de Vancouver à Thunder Bay, les raffineries de l'Ontario approvisionnent Sault Ste. Marie, le Nord et le sud-ouest de l'Ontario, et les raffineries du Québec alimentent le corridor du fleuve Saint-Laurent de Toronto à la péninsule gaspésienne. Les raffineries de l'Atlantique alimentent généralement le marché local de même

¹ Aux fins de la présente étude, les raffineries désignent celles qui produisent de l'essence et des distillats, du mazout, de l'huile lubrifiante et de l'asphalte.

que celui des régions de l'Arctique et de la baie d'Hudson, et exportent une quantité importante de produits aux États-Unis.

L'industrie pétrolière canadienne située en aval peut se diviser en trois régions distinctes : l'Ouest du Canada; l'Ontario; et le Québec et les provinces de l'Atlantique. Pour fournir les produits à base de pétrole aux utilisateurs ultimes, l'infrastructure de distribution comprend des pipelines, des navires, des chemins de fer et des camions. Tous ces modes de distribution sont utilisés dans différentes mesures, d'après la région du Canada.

L'intégration des biocarburants dans l'infrastructure de distribution des produits pétroliers aura une incidence sur les entreprises de raffinage, les distributeurs et les entreprises chargées de la mise en marché. Les différences physiques entre les produits pétroliers purs et les produits pétroliers mélangés avec des biocarburants auront une incidence sur la production, la distribution et le stockage.

Le Tableau 3 indique la production des principaux produits pétroliers utilisés dans le secteur du transport en 2009, par province. La plupart des provinces produisent principalement de l'essence automobile, sauf l'Alberta et le Québec, qui produisent également une quantité importante de carburant diesel. La région des provinces de l'Atlantique est le principal producteur de mazout de chauffage au pays. Bien que la plupart des provinces du Canada exploitent au moins une raffinerie, le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard et les Territoires du Nord-Ouest ne comptent aucune raffinerie en exploitation.

TABLEAU 3 – PRODUCTION DES PRODUITS PÉTROLIERS UTILISÉS DANS LE SECTEUR DU TRANSPORT EN 2009, PAR PROVINCE (EN MILLIONS DE LITRES)

Produits pétroliers	Provinces de l'Atlantique	Québec	Ontario	Alberta	Autres provinces et territoires	Total
Essence automobile	9 836,4	10 781,8	10 181,5	8 254,1	4 325,1	43 378,9
Carburant diesel	3 374,9	6 418,3	4 927	9 527	3 161,7	27 408,9
Carburant aviation	939,6	1 041,7	1 186,6	1 179,4	296,6	4 643,9
Mazout léger	5 954,1	1 264,2	739,3	23,2	131,3	8 112,1
Mazout lourd	3 315,1	2 494	530,2	77,1	334,9	6 751,3
Autres produits*	1 907,6	2 687	7 940	6 159,6	1 464,1	20 158,3
Production totale	25 327,7	24 687	25 504,6	25 220,4	9 713,7	110 453,4

* Comprend le propane, le butane, les produits pétrochimiques, le naphte, le pétrole de chauffage et le kérosène, l'essence aviation, l'asphalte, le coke de pétrole, les huiles lubrifiantes, le gaz de distillation et d'autres produits.

Source : Statistique Canada, 2010.

Il y a présentement 19 raffineries exploitées par 11 entreprises qui font le raffinage et la commercialisation au Canada. Les entreprises Imperial Oil, Shell et Suncor font la promotion de leurs produits à l'échelle nationale et exploitent au moins une raffinerie chacune. Les raffineries régionales ont généralement des marchés plus locaux et n'exploitent qu'une seule raffinerie, notamment North Atlantic Refining, Irving Oil et

Ultramar dans l'Est du Canada et Co-op, Husky et Chevron dans l'Ouest canadien. En tout, 16 raffineries produisent un éventail complet de produits du pétrole. L'usine Husky située à Lloydminster, en Alberta, et l'usine Moose Jaw Asphalt de Moose Jaw, en Saskatchewan, produisent principalement de l'asphalte. L'usine Nova Chemicals de Sarnia, en Ontario, est une usine de traitement pétrochimique. Par conséquent, ces trois usines ne sont pas considérées comme des raffineries typiques pour la production de carburants. Le Tableau 4 ci-dessous présente une liste des raffineries exploitées au Canada et leur capacité de production. Il s'agit des données les plus récentes de l'Office national de l'énergie pour l'année 2008. Il convient de souligner que depuis la récente fusion entre Petro-Canada et Suncor, les raffineries de Petro-Canada sont la propriété de Suncor.

TABEAU 4 – RAFFINERIES AU CANADA – EMBLACEMENT, TYPE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION, 2008

Raffinerie	Emplacement	Type de raffinerie	Millions de litres par jour
Imperial Oil	Dartmouth, NS	Craquage	13
Irving Oil	Saint John, NB	Craquage	45,3
North Atlantic Refining	Come-by-Chance, NF	Craquage	18,3
Total – Atlantique			76,6
Petro-Canada*	Montréal, QC	Craquage	20,7
Shell	Montréal, QC	Craquage	2,7
Ultramar	Saint-Romuald, QC	Craquage	42,1
Total – Québec			74,8
Imperial Oil	Nanticoke, ON	Craquage	17,8
Imperial Oil	Sarnia, ON	Cokéfaction	19,2
Shell	Sarnia, ON	Craquage	11,4
Suncor	Sarnia, ON	Hydrocraquage	13,2
Nova Chemicals	Sarnia, ON	Étêtage	13,2
Total – Ontario			74,8
Co-op Newgrade	Regina, SK	Hydrocraquage / cokéfaction	15,6
Husky	Lloydminster, AB	Étêtage – Asphalte	4
Imperial Oil	Edmonton, AB	Craquage	29,7
Petro-Canada*	Edmonton, AB	Cokéfaction	21,9
Moose-Jaw Asphalt	Moose Jaw, SK	Étêtage – Asphalte	2,5
Shell	Scotford, AB	Hydrocraquage / cokéfaction	15,9
Total – Prairies			89,6
Chevron	Burnaby, BC	Craquage	8,3
Husky Oil	Prince George, BC	Craquage	1,9
Total – Colombie-Britannique			10,2
Total – Canada			334,7

Source : ONE, 2009a; Réseau des entreprises canadiennes, site Web Stratégis d'Industrie Canada, 2009.

* Il convient de souligner que depuis la récente fusion entre Petro-Canada et Suncor, les raffineries de Petro-Canada sont la propriété de Suncor.

La plupart des raffineries du Canada ont d'abord été bâties pour transformer le pétrole brut léger. Récemment, des entreprises de raffinage ont procédé à des investissements considérables afin de pouvoir transformer le pétrole brut plus lourd comme les sables bitumineux. En raison du coût associé à la croissance de la marge de raffinage, les profits des raffineries n'ont pas augmenté de façon proportionnelle. Comme les entreprises de raffinage investissent dans leurs installations afin de moderniser leur équipement et d'accroître leur capacité, il est possible que les marges de raffinage demeurent élevées au cours des prochaines années (RNCan, 2009).

Toutefois, le récent ralentissement économique et la baisse connexe des prix de l'essence ont entraîné l'annulation de certaines mises à niveau ou de certains agrandissements prévus des infrastructures. Tel qu'il est indiqué dans l'*Aperçu de la situation énergétique au Canada* (ONE, 2009) :

Vu la conjoncture mondiale, de nombreux projets nécessitant des investissements majeurs ont été remis à plus tard, voire annulés. Ces projets visaient principalement un accroissement de la capacité de production et de raffinage. Au Canada, la liste des projets annulés ou reportés ne cesse de s'allonger. D'ici à ce que le prix du pétrole brut rebondisse et atteigne un seuil assurant la rentabilité des investissements, on voit mal comment il pourrait y avoir une augmentation de la production et de la capacité de raffinage.

Ce climat peu favorable à l'investissement peut expliquer les investissements limités qui ont été effectués jusqu'à présent (au 1^{er} janvier 2010) pour le mélange du diesel et du mazout de chauffage avec du contenu renouvelable. La plupart des producteurs de pétrole attendent que le gouvernement fédéral annonce une mesure réglementaire définitive en ce qui a trait aux exigences liées au contenu renouvelable.

2.1.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables

Quoi qu'il en soit, au 1^{er} janvier 2010, certains investissements avaient été effectués dans deux raffineries de l'Ouest : à la raffinerie de l'entreprise Consumers' Co-op Refineries Ltd. (CCRL) à Regina, en Saskatchewan, et à la raffinerie-terminal de Chevron à Burnaby, en Colombie-Britannique. Ces investissements ont été effectués afin de respecter la réglementation provinciale existante en Colombie-Britannique, au Manitoba et en Alberta. Tous les investissements étaient liés au stockage et au mélange du biodiesel à la raffinerie; il s'agit donc d'investissements similaires à ceux qui ont été effectués aux terminaux.

2.1.2 Infrastructure supplémentaire pour les carburants et les mélanges renouvelables

Afin de préserver la confidentialité des données fournies par les producteurs de pétrole, nous avons regroupé à la Section 2.2.2 toutes les discussions portant sur les nouvelles infrastructures anticipées dans les raffineries et les terminaux. Il s'agit aussi d'un choix logique en ce sens que les types d'investissements qui ont été effectués ou qui sont anticipés dans les raffineries et les terminaux sont en fait très similaires. Il convient de souligner que, même si aucune annonce ferme n'a été formulée, les producteurs envisagent un réaménagement des raffineries existantes afin d'amorcer leur propre production d'huile végétale

hydrotraitée (HVH)². L'huile végétale hydrotraitée comporte des avantages physiques importants par rapport au biodiesel en raison de ses propriétés d'écoulement à froid supérieures et de son contenu énergétique plus élevé. Par conséquent, le transport, le stockage et le mélange de l'HVH ne nécessitent pas une régulation de la température (comme des réservoirs et des canalisations chauffés et isolés), ce qui se traduit par une réduction des coûts d'infrastructure. Toutefois, l'HVH est actuellement très chère par rapport au biodiesel parce l'offre est faible et que l'HVH doit être importée de Singapour ou de l'Europe. L'aménagement de nouvelles installations pour la production d'HVH au Canada permettrait d'en réduire considérablement le coût.

2.2 Terminaux de stockage de carburants et dépôts de stockage en vrac

Une fois raffinés, les produits pétroliers quittent la raffinerie et sont livrés dans un terminal principal où ils sont stockés avant d'être distribués dans un terminal secondaire (installations de stockage en vrac), à un dépôt à approvisionnement sélectif par carte ou à une station-service. Le Tableau 5 présente la répartition des terminaux principaux, des installations de stockage en vrac et des installations à carte-accès dans chaque province

TABLEAU 5 – TERMINAUX PRINCIPAUX ET SECONDAIRES, INSTALLATIONS DE STOCKAGE EN VRAC ET DÉPÔT À APPROVISIONNEMENT SÉLECTIF PAR CARTE AU CANADA, 2007

	Nombre de sites												
	BC	AB	SK	MB	ON	QC	NB	NS	NL	PE	NT	YT	Total
Terminaux principaux	15	5	3	3	22	13	2	2	8	1	2	0	76
Terminaux secondaires (dépôts de stockage en vrac)	75	184	114	47	81	33	18	29	18	4	8	3	614
Dépôts à approvisionnement sélectif par carte et sites de vente	200	334	159	77	183	121	32	17	13	1	2	4	1 143

Sources : MJ Ervin and Associates, 2007, et ICPP, 2009.

Les produits pétroliers arrivent généralement aux terminaux principaux par pipeline (dans les plus grands terminaux), par voie navigable (dans les terminaux côtiers), par camion et, dans quelques cas, par chemin de fer. Presque tous les terminaux principaux sont la propriété des entreprises de raffinage du pétrole, qui partagent leurs installations afin d'optimiser l'efficacité. On compte 76 terminaux principaux au Canada (ICPP, 2009).

La rationalisation et la consolidation de l'industrie des produits du pétrole depuis la crise du pétrole des années 1970 ont entraîné une réduction du nombre de terminaux au Canada au cours des 30 dernières

² Il convient de souligner que la réglementation proposée ne précise pas le type de contenu renouvelable qui doit être mélangé avec le diesel et le mazout de chauffage. On ne peut distinguer certains produits hydrotraités ou transformés par hydrocraquage à partir de sources renouvelables comme l'huile végétale hydrotraitée (HVH) du diesel fossile et du mazout de chauffage d'un point de vue chimique. Ces types de produits sont autorisés à titre de contenu renouvelable aux termes de la réglementation actuelle et ne nécessitent pas de système de chauffage et de stockage distincts comme c'est le cas pour le biodiesel.

années. Maintenant, plusieurs producteurs acheminent leurs produits pétroliers à un même terminal, où sont ajoutés des additifs exclusifs avant la distribution vers les dépôts de stockage ou les stations de détail. Généralement, le mélange avec les biocarburants se déroule au terminal, et il faut disposer de citernes séparées sur le site pour stocker le biocarburant avant de le mélanger.

La majorité des terminaux principaux sont situés près des principaux marchés et des moyens de transport (Sine Nomine, 2006). Ces terminaux utilisent principalement des réservoirs à toit flottant en surface et ont une capacité de stockage allant de 20 millions à 1 milliard de litres. Tous les terminaux disposent d'installations de chargement pour le transport en amont des produits par voie maritime, chemin de fer et camion. La grande majorité des produits quittent les terminaux principaux par camion-citerne (MJ Ervin and Associates, 2007).

Un deuxième segment de la distribution des produits légers englobe le transport par pipeline, camion, chemin de fer ou voie maritime à partir des terminaux principaux vers les dépôts de stockage en vrac (Sine Nomine, 2006). Les dépôts de stockage en vrac sont généralement situés dans des régions où la distribution au détail n'est pas économique. Ils servent de points de stockage et de distribution secondaires, mais aussi de points de vente, et il ne s'agit donc généralement pas d'installations partagées (contrairement aux terminaux principaux). Les produits sont acheminés principalement par camion-citerne à partir des terminaux principaux. La capacité de stockage se situe généralement entre 400 000 et 800 000 litres dans des réservoirs en surface et souterrains. Il y a environ 600 dépôts de stockage en vrac au Canada (MJ Ervin and Associates, 2007).

2.2.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables

En plus de certaines raffineries, une grande partie du stockage et du mélange du biodiesel et des mélanges de biodiesel se déroule dans les terminaux, les dépôts de stockage en vrac ou les dépôts à approvisionnement sélectif par carte. Au 1^{er} janvier 2010, dix terminaux avaient été modifiés ou mis à niveau pour le stockage ou le mélange du biodiesel. Sept de ces dix terminaux sont situés dans l'Ouest canadien et sont exploités par Imperial Oil, Shell et Suncor. Ces investissements ont été effectués afin de respecter la réglementation provinciale du Manitoba, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Les trois autres terminaux modifiés sont situés dans l'Est et sont exploités par Norcan et Canterm (propriété de Olco) à Montréal et à Québec; ces modifications ne découlent pas de la réglementation fédérale ou provinciale.

Voici une liste des types d'investissements effectués dans les terminaux au 1^{er} janvier 2010 afin de pouvoir les utiliser pour le contenu en biodiesel renouvelable :

- installations de déchargement de camions pour le biodiesel de type B100 et/ou BXX;
- installations de déchargement ferroviaire pour le biodiesel de type B100 et/ou BXX;
- installations de déchargement maritime pour le biodiesel de type B100 et/ou BXX;
- installation de nouveaux réservoirs et/ou modification des réservoirs existants (nettoyage, traitement et installation de filtres) pour le stockage réservé au biodiesel de type B100 et/ou BXX;

- modification des procédures de gestion des stocks des citernes pour le biodiesel de type B100 et/ou BXX ou l'HVH;
- installation de systèmes de contrôle de la température dans les réservoirs contenant du biodiesel de type B100 ou du BXX : serpentins ou éléments de chauffage, couvertures d'azote, etc.;
- installation d'équipement de mélange en ligne;
- installation d'équipement de mélange sur support;
- traçage de conduites aller-retour de la rampe et à la citerne pour le biodiesel de B100 et le BXX;
- reprogrammation du logiciel de commande des rampes pour le biodiesel de type BXX.
- modification des systèmes;
- sensibilisation de la clientèle.

La Figure 1 ci-dessous présente le schéma général d'un terminal modifié pour le mélange et le stockage du biodiesel.

FIGURE 1 – UN TERMINAL AVEC BIODIESEL

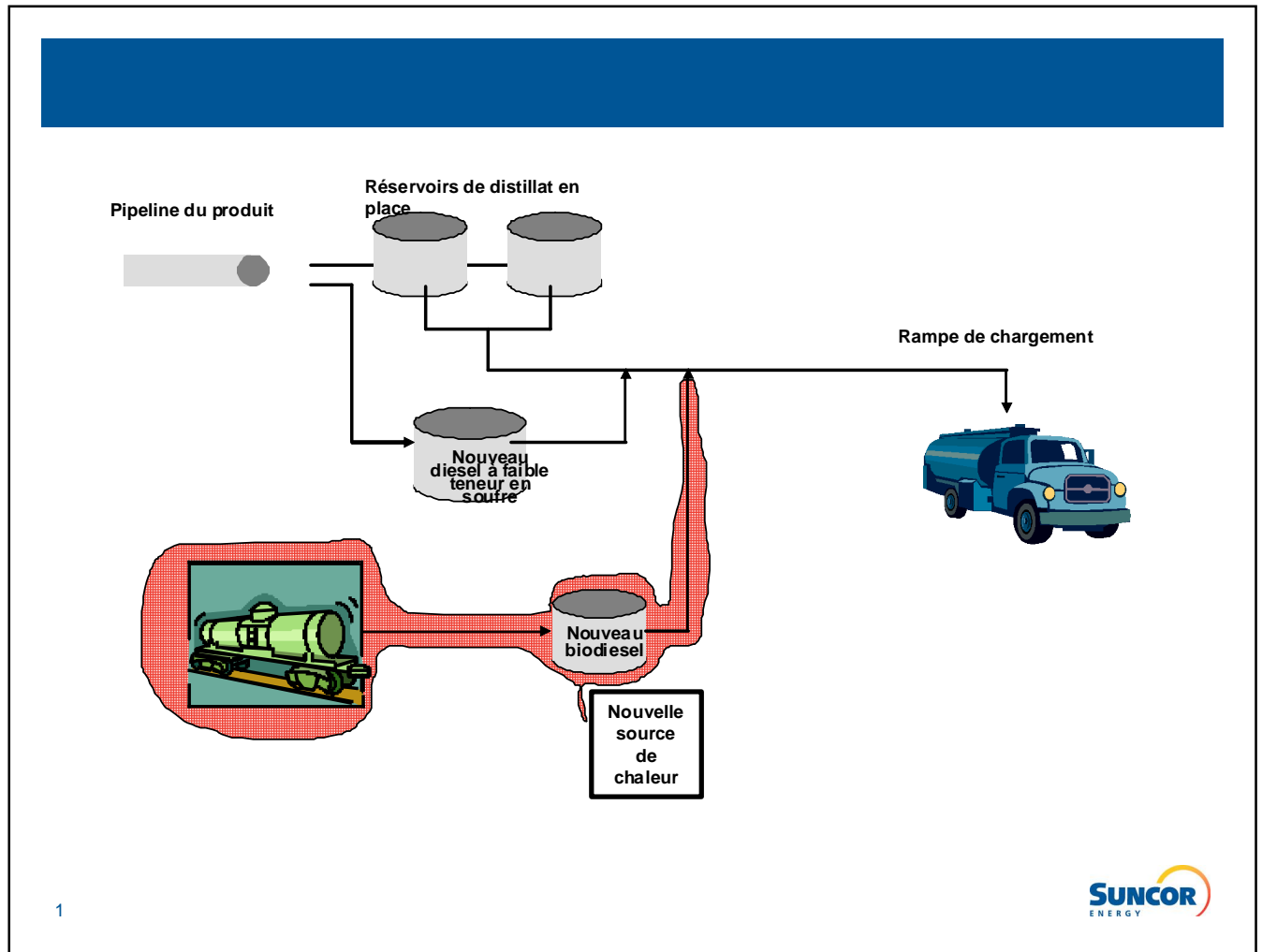


Diagramme fourni par Suncor Energy.

2.2.2 Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables

D'autres investissements sont prévus dans 21 raffineries et terminaux au Canada : huit dans l'Ouest canadien, six en Ontario et sept dans l'Est. Il convient de souligner que tous les nouveaux projets proposés dans l'Ouest visent principalement à respecter la réglementation provinciale. Toutefois, certains répondants ont indiqué que, même si les projets ont été mis en place pour respecter la réglementation provinciale, certains projets auraient été mis en place même en l'absence de la réglementation provinciale (ou, du moins, la nature des investissements aurait été pratiquement la même) afin de se conformer à la réglementation fédérale. Par ailleurs, cinq des huit projets prévus dans l'Ouest sont déjà en cours. Comme il fallait s'y attendre, la plupart des ajouts d'infrastructure sont effectués dans les raffineries ou les terminaux qui desservent les grands marchés (c.-à-d. près des grands centres urbains) et où la capacité de stockage/mélange est élevée.

Il convient de souligner que les entreprises nationales de raffinage et de mise en marché disposent d'une plus grande souplesse en ce qui a trait au respect de la réglementation fédérale, puisqu'elles peuvent effectuer des investissements de façon stratégique dans les grands marchés ou les marchés où la réglementation provinciale est déjà en place afin de se conformer à la moyenne nationale de 2 % de biocontenu. Toutefois, l'incidence de la réglementation proposée sur les coûts sera probablement plus prononcée pour les producteurs et les entreprises chargées des mélanges, puisqu'ils n'ont pas accès aux grands marchés et n'ont pas la liberté de choisir stratégiquement les marchés pour lesquels ils feront les mélanges, et la mesure des investissements qu'ils doivent effectuer demeure nécessairement la même. Par conséquent, l'incidence sur le coût moyen par litre sera plus élevée pour un producteur/importateur régional que pour entreprise nationale de raffinage ou de mise en marché. Bien entendu, en ce qui concerne la réglementation fédérale proposée, cela touchera principalement les producteurs régionaux et les entreprises chargées des mélanges en Ontario et dans l'Est, où il n'y a pas encore d'exigences provinciales. Les producteurs régionaux et les entreprises régionales chargées des mélanges dans l'Ouest canadien ont déjà procédé à des investissements afin de respecter la réglementation provinciale; par conséquent, l'incidence de la réglementation fédérale proposée sur leurs opérations sera faible.

Les types d'investissements à effectuer dans ces raffineries et ces terminaux comprennent ceux qui sont énumérés à la Section 2.2.1 ainsi que les types d'investissements suivants :

- Modification des canalisations des réservoirs maritimes pour recevoir le biodiesel de type B100 ou l'HVH;
- Un site d'expédition par voie ferrée, y compris :
 - o La préparation du site ferroviaire;
 - o Un système d'égouts;
 - o Le prolongement de la voie ferrée;
 - o La protection contre les incendies;
 - o Des installations de chauffage pour les wagons-citernes;
 - o Des installations de déchargement;
 - o Des pompes de transfert;
 - o Des lignes de transfert tracées et isolées
 - o Des canalisations (1 600 mètres +);
- L'élimination du contenu des anciens réservoirs;
- La conversion des installations de stockage hors d'usage en installations de stockage du biodiesel;
- Nouvelles rampes de chargement pour camions;
- Des installations pour le mélange du kérosène à faible teneur en soufre et du biodiesel de type B100 directement dans les camions et sur la voie ferrée;
- Des mesures de sécurité supplémentaires pour l'accès en tout temps à la raffinerie-terminal.

- Conversion du système de chauffage à vapeur vers un système électrique;
- Capacité de mélange en lot pour le kérosène à faible teneur en soufre et le diesel saisonnier qui seront entreposés et ensuite mélangés avec le biodiesel de type B100.

En ce qui concerne les raffineries-terminal, dans certains cas, on prévoit que le chauffage des réservoirs et des canalisations se fera en utilisant la vapeur d'échappement de la raffinerie.

Il convient aussi de souligner que dans certains terminaux, seule une partie des rampes de chargement pour camions sont munies d'un équipement de mélange, tandis que dans d'autres terminaux, toutes les rampes en seront munies.

2.3 Sites commerciaux et de vente au détail

En 2008, on comptait 12 684 stations de vente au détail de produits pétroliers au Canada. Le nombre de stations de détail a diminué de façon constante depuis la fin des années 1980, où on en comptait environ 20 000. Environ 28 % de ces stations de détail sont la propriété d'entreprises intégrées de raffinage et de mise en marché comme Shell, Irving Oil et Petro-Canada. Les autres stations de détail (72 %) sont la propriété d'entreprises indépendantes de mise en marché et de vente au détail qui ne participent à aucune activité de raffinage (MJ Ervin and Associates, 2009). Les dépôts à approvisionnement sélectif par carte sont des sites de vente commerciaux utilisés principalement pour les camions-remorques longue distance et les véhicules de livraison. Ils offrent principalement du diesel, mais aussi de l'essence. Il y a plus de 1 000 dépôts à approvisionnement sélectif par carte et installations commerciales au Canada. Le Tableau 6 présente la répartition, en 2008, des dépôts à approvisionnement sélectif par carte et des points de vente au détail partout au Canada.

TABLEAU 6 – RÉPARTITION DES POINTS DE VENTE AU DÉTAIL EN 2008

	BC	AB	SK	MB	ON	QC	NB	NS	PE	NL	YT	NT	Total
Dépôts à approvisionnement sélectif par carte et sites de vente commerciaux	200	334	159	77	183	121	32	17	13	1	2	4	1 143
Points de vente au détail	1 400	1 610	650	646	3 413	3 452	454	428	95	439	45	52	12 684

Source : MJ Ervin and Associates, 2009.

Le Tableau 7 présente les ventes nationales au détail par province en 2007. Il convient de souligner que ce tableau est présenté à titre d'illustration seulement et que la réglementation fédérale s'appliquera à tous les volumes de diesel et de mazout de chauffage produits, et non seulement aux volumes vendus (au détail ou autrement). Les volumes réels qui seront visés par la réglementation sur les mélanges sont beaucoup plus élevés que ce qui est indiqué ci-dessous.

TABLEAU 7 – VENTES NATIONALES DE DIESEL AU DÉTAIL

	Ventes au détail en 2007 (millions de litres)
Terre-Neuve-et-Labrador	96,6
Île-du-Prince-Édouard	19,7
Nouveau-Brunswick	126,3
Nouvelle-Écosse	151,5
Québec	1 248,6
Ontario	1 898,6
Manitoba	199,8
Saskatchewan	272,4
Alberta	1 179,5
Colombie-Britannique	481,6
Yukon, Nunavut et Territoires	17,4
Canada	5 692

Source : Statistique Canada, 2009a et 2009b.

2.3.1 *Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables*

Au 1^{er} janvier 2010, environ 200 sites de vente (stations-service, relais routiers, dépôts de stockage en vrac, etc.) avaient déjà été mis à niveau pour recevoir les mélanges de biodiesel. La plupart des ces sites se trouvent dans l'Est, puisque le Québec a déjà un marché pour les mélanges de biodiesel, et sont exploités par des entreprises indépendantes. Les autres sites se trouvent dans l'Ouest (aucun site en Ontario). Les investissements effectués dans l'Ouest visaient à se conformer à la réglementation provinciale, ce qui n'est pas le cas dans l'Est.

Voici les types d'ajouts d'infrastructure qui ont été mis en place :

- Nettoyage des réservoirs souterrains et des réservoirs en surface;
- Installation de nouveaux filtres (entièrement compatibles avec le biodiesel).

2.3.2 *Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables*

On prévoit qu'environ 1 500 sites supplémentaires (stations-service, relais routiers, dépôts de stockage en vrac, etc.) devront être convertis afin de respecter la réglementation fédérale. Il convient de souligner que pour environ 230 de ces sites, la mise à niveau s'est déroulée après le 1^{er} janvier 2010 afin de respecter la

réglementation provinciale du Manitoba et de la Colombie-Britannique. Les ajouts d'infrastructure seront les mêmes que ceux énumérés à la Section 2.3.1.

2.4 Transport

Les principaux producteurs de pétrole du pays, notamment Suncor, Shell et Imperial Oil, sont les principaux propriétaires de l'infrastructure de distribution pour les carburants à base de pétrole. Selon la région, d'autres entreprises de raffinage (comme Ultramar, Irving, Federated Co-operatives, Arco, Chevron et Husky) peuvent être propriétaires d'une partie de l'infrastructure, l'autre partie étant la propriété des 120 entreprises de mise en marché indépendantes (Sine Nomine, 2006). Les raffineries énumérées ci-dessus sont le point de départ du réseau de distribution partout au Canada. Un premier segment du réseau de distribution dans l'industrie du pétrole comprend le transport du pétrole brut vers les raffineries, suivi du transport des produits pétroliers raffinés vers les terminaux principaux aux fins de stockage. Comme la plus grande partie du pétrole brut raffiné dans l'Ouest canadien est d'origine canadienne, contrairement au pétrole brut raffiné dans l'Est du Canada, qui provient principalement de sources internationales, la distance moyenne parcourue pour le transport du pétrole brut vers les raffineries varie considérablement entre les régions.

Les modes de transport utilisés pour le premier segment du réseau de distribution (à partir des raffineries) sont les camions-citernes, le train, les navires-citernes et les pipelines, selon la quantité de carburant et l'emplacement géographique. Les pipelines sont un mode de transport très utilisé, puisqu'il y a 4 000 kilomètres de pipelines utilisés pour acheminer le pétrole brut vers les marchés canadiens (TDDC, 2006). Les pipelines sont considérés comme le moyen le plus sûr et le plus éconergétique de transporter de grandes quantités de carburant (ONE, 2008b). En effet, les pipelines sont le mode de transport pour lequel les émissions atmosphériques sont les plus faibles, puisque la quantité d'énergie nécessaire pour transporter une même quantité de carburant sur une même distance est beaucoup moins élevée que pour les autres modes de transport.

Tel qu'il est présenté à la Figure 2, il y a cinq principaux pipelines dans la région de l'Alberta : deux vont vers l'est vers les centres industriels, à partir des sables bitumineux jusqu'aux Prairies et l'est de l'Ontario, un va vers le sud vers les États-Unis, un va vers le nord et le dernier va vers l'ouest jusqu'en Colombie-Britannique (ONE, 2008b).

FIGURE 2 : OLÉODUCS RÉGLEMENTÉS PAR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE



Source : ONE, 2008b

Toutefois, le transport par pipeline est utilisé seulement dans les régions où les volumes de carburant justifient leur construction, puisque les investissements nécessaires sont très élevés (la période de recouvrement est généralement de 15 à 20 ans ou plus). Dans les régions où aucun pipeline n'est disponible, les produits pétroliers sont transportés vers les terminaux par camion ou par train et par navire-citerne, dans le cas particulier de la région de l'Atlantique. Le transport par camion est le mode de transport le plus cher, mais aussi le plus souple. Le transport par train prend plus de temps; par conséquent, il ne s'agit pas d'un choix approprié lorsque les produits doivent être livrés rapidement. Les carburants de transport sont généralement acheminés par camion à partir des terminaux vers les réservoirs de stockage dans les sites de détail.

Ouest canadien. La plupart des raffineries sont situées près d'Edmonton, qui est le cœur du système de distribution des produits pétroliers dans la région. Les produits raffinés sont distribués vers plusieurs terminaux par trois pipelines et aussi par train (Figure 3) :

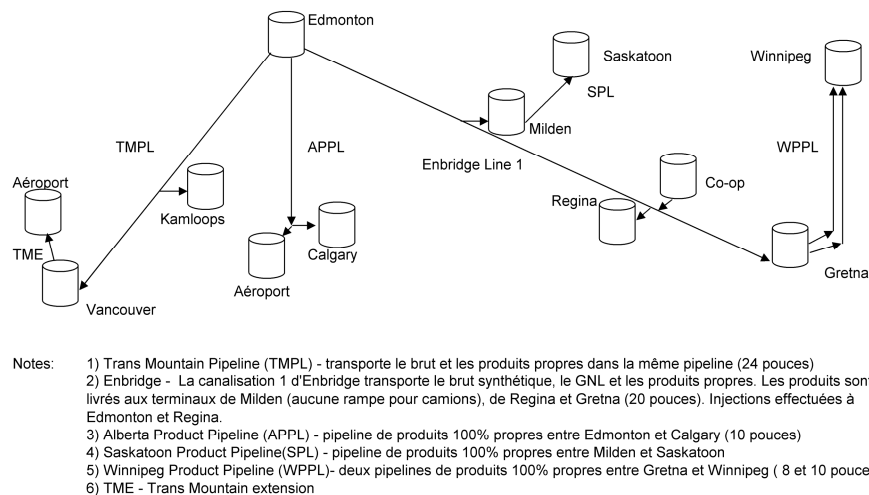
- Le Trans Mountain Pipeline (TMPL) se rend vers les terminaux de Kamloops et de Vancouver. Les raffineries situées en Colombie-Britannique répondent au tiers de la demande en produits pétroliers dans la province, tandis que les raffineries d'Edmonton répondent au reste de la demande par le biais du TMPL et du chemin de fer vers Prince George, Terrace et d'autres régions. Le Canadien National (CN) est le principal fournisseur de services ferroviaires pour le pétrole au Canada (M.J Ervin and Associates, 2007). À partir de Vancouver, certains produits raffinés sont également transportés vers les terminaux situés sur l'île de Vancouver par barge maritime. En cas de pénurie, les produits pétroliers sont importés des États-Unis. Voici les deux principales entreprises de transport maritime (M.J. Ervin and Associates, 2007) :

⇒ **Seaspan**, qui exploite une barge de 4 000 m³, principalement entre la raffinerie de Chevron à Burnaby et le terminal de Shell à Bare Point.

⇒ **Island Tug and Barge**, qui exploite plusieurs barges (jusqu'à 10 000 m³) pour le transport le long de la côte du Pacifique.

- L'Alberta Products Pipeline (APPL) se rend jusqu'à Calgary. Lorsque l'APPL est utilisé à plein rendement durant les périodes de pointe, les produits raffinés sont acheminés vers le sud de l'Alberta par camions.
- La canalisation 1 d'Enbridge se rend à Mildren, à Regina et à Gretna. Les produits sont ensuite acheminés à Saskatoon et à Winnipeg au moyen de pipelines secondaires. Par la suite, la raffinerie de Regina répond au reste de la demande de la province de la Saskatchewan. À partir du terminal de Gretna, certains produits raffinés peuvent être transportés au moyen des Winnipeg Products Pipelines (WPPL). Par la suite, les terminaux de Winnipeg répondent à toute la demande du Manitoba. À partir de ces terminaux, il est également possible d'exporter les produits aux États-Unis par camion. Enfin, à partir de ces terminaux, de l'équipement de chargement ferroviaire peut être utilisé pour transporter les produits vers le Nord de l'Ontario et de desservir les marchés régionaux entre Winnipeg et Thunder Bay.

FIGURE 3: RÉSEAU DE DISTRIBUTION DES PRODUITS PÉTROLIERS DANS L'OUEST CANADIEN



Source: NRCan, 2007

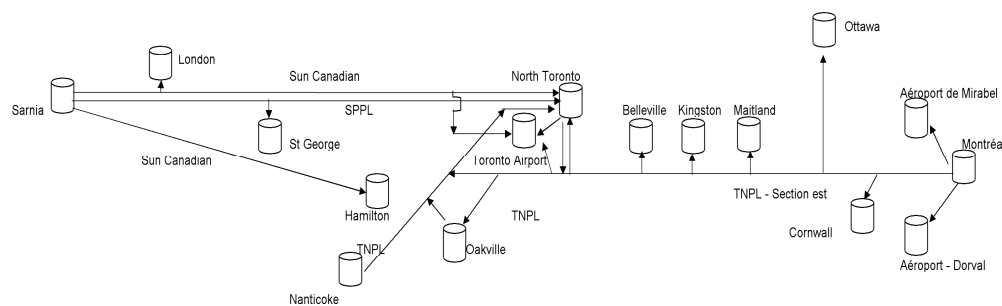
Ontario. Une raffinerie est située à Nanticoke et les autres se trouvent à Sarnia. Les produits raffinés sont transportés par pipeline à partir de ces raffineries (Figure 4) :

- Le système de pipelines de la Sun Canadian est utilisé pour transporter les produits de Sarnia vers London, Hamilton et Toronto.

- Le Sarnia Products Pipeline (SPPL) est utilisé pour le transport des produits de Sarnia vers St. George et Toronto.
- Le Trans Northern Pipeline (TNPL) permet le transport des produits des raffineries de Montréal vers le sud de l'Ontario, ce qui comprend Toronto. Ce pipeline n'a pas de capacité supplémentaire en cas de pénurie. En fait, la province de l'Ontario dépend des raffineries du Québec pour s'approvisionner en produits pétroliers.

Le Nord de l'Ontario est desservi par les terminaux situés à Sault Ste. Marie, à Thunder Bay et à Sudbury. À Thunder Bay, les produits raffinés sont acheminés par train à partir de Winnipeg et par barge maritime à partir de Sarnia. À Sault Ste. Marie, les terminaux sont approvisionnés par train à partir de Montréal et par barge maritime à partir de Sarnia. À Sudbury, les terminaux sont approvisionnés par train à partir de Nanticoke.

FIGURE 4: RÉSEAU DE DISTRIBUTION DES PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC ET EN ONTARIO



- Notes:
- 1) Les détails pour Montréal et Toronto sont beaucoup plus complexes que sur le diagramme.
 - 2) Tous les pipelines ne transportent que des produits propres.
 - 3) Trois (3) pipelines ont leur point de départ à Sarnia. Deux (2) sont exploités par Sun Canadian et le 3^e par Imperial Oil.
 - 4) La section est de la canalisation du Trans Northern Pipeline (TNPL) transporte des produits de Montréal à Ottawa et dans la région de Toronto. Propriété en partie de Petro-Canada, Shell Canada et Imperial Oil.
- SPPL - Sarnia Product Pipelines

Source: NRCan, 2007

Québec et région de l'Atlantique. Contrairement aux deux autres principales régions, le transport des produits raffinés se fait surtout par voie maritime, à l'exception des produits acheminés en Ontario par le TNPL et des produits acheminés par train entre Saint-Romuald et Montréal (un projet de pipeline est actuellement examiné à cette fin). La plupart des terminaux maritimes sont situés le long du fleuve Saint-Laurent et dans les provinces de l'Atlantique.

Tel qu'il a déjà été indiqué, des surplus sont produits par les raffineries de ces régions. Les raffineries de la région de l'Atlantique exportent une grande partie de leur production par voie maritime vers les États-Unis (jusqu'en Californie), principalement des produits à faible teneur en soufre, cette région peut également exporter des produits pétroliers outre-mer par navire-citerne lorsque la demande le justifie. Enfin, les

produits raffinés peuvent être expédiés par navire, par train, par camion et par pipeline vers d'autres endroits à l'extérieur de la région.

Voici certaines des principales entreprises de transport maritime qui fournissent des terminaux maritimes pour les régions et pour les exportations vers les États-Unis :

- **Algoma Tankers** exploite cinq navires-citernes avec une capacité totale de 80 000 m³.
- **Rigel Shipping** exploite trois navires-citernes d'une capacité de 10 500 m³ chacun.
- **Irving Oil** exploite trois navires-citernes pour les exportations vers les États-Unis et un navire (37 000 tonnes) pour les exportations canadiennes.
- **Coastal Shipping Ltd**, une filiale de Woodward's, exploite trois navires-citernes principalement pour les exportations au Labrador et au Nunavut.

Un grand nombre d'entreprises de transport participent au transport des produits pétroliers au Canada. Toutefois, environ 70 % des expéditions sont assurées par 10 des 12 principales entreprises de transport (MJ Ervin and Associates, 2007).

Au Canada, la distribution de biocarburant ne bénéficie pas des mêmes moyens que les carburants fossiles; l'infrastructure doit être modifiée pour le transport et la distribution des biocarburants de première génération. Comme l'industrie du biocarburant en est encore à une phase embryonnaire et que son développement est rapide, les pratiques exemplaires ne sont pas toujours respectées pour l'exécution des différentes activités de distribution : le transport est actuellement effectué par camion ou par train, le stockage est principalement assuré par les compagnies pétrolières, surtout en ce qui a trait au biocarburant pur pour lequel il n'existe pas de terminaux principaux, et le mélange est aussi en majeure partie effectué par barbotage en raison d'un manque d'infrastructure. Le Québec fait exception, de 65 à 75 % du mélange étant effectué par injection en ligne, directement dans les terminaux.

2.4.1 Infrastructure existante pour les carburants et les mélanges renouvelables

En général, sauf pour les installations de réception et de chargement du biodiesel et des mélanges de biodiesel dans les raffineries et les terminaux, les entreprises de raffinage / mise en marché et les entreprises chargées des mélanges s'attendent à ce que l'industrie du transport (par camion, par train et par voie maritime) soit responsable des modifications nécessaires à apporter aux infrastructures pour respecter les règlements fédéraux (et provinciaux).

Un représentant de l'Alliance canadienne du camionnage a indiqué qu'aucune augmentation sensible n'avait été observée en ce qui a trait au transport par camion du diesel renouvelable et des mélanges de biodiesel. Cela s'explique par l'absence d'un règlement fédéral ou de règlements provinciaux pour la plupart des régions du pays. Dans les provinces de l'Ouest, où un règlement provincial pour le contenu renouvelable est en place, on a constaté un impact, bien qu'il ait été faible jusqu'à présent. Un représentant de la British Columbia Trucking Association (BCTA) a indiqué qu'il n'avait entendu parler d'aucun impact, positif ou négatif, de la réglementation provinciale jusqu'à présent. La BCTA a indiqué que les changements qui ont été apportés étaient principalement liés à la procédure, par exemple : le nettoyage des réservoirs qui contiennent le biodiesel est plus difficile et doit être beaucoup plus minutieux; et d'autres produits doivent être chargés et déchargés plusieurs fois après le transport de biodiesel ou de mélanges de biodiesel avant que du carburant aviation puisse être chargé sur la même remorque. Des remorques

chauffées ont dû être achetées pour répondre à l'augmentation de la demande. Il convient également de souligner que la majeure partie du biodiesel est actuellement acheminé au Canada à partir des États-Unis et que l'impact sur le secteur du transport dans l'Ouest découle en majeure partie du transport des mélanges de biodiesel, qui demande une adaptation moindre à ce qui a trait aux infrastructures (comme les remorques chauffées).

On s'attend à ce que le résultat soit similaire pour le transport ferroviaire. L'impact sur l'industrie canadienne du transport maritime devrait être faible, puisque toutes les modifications à apporter seraient la responsabilité de l'entreprise à partir de laquelle le biodiesel est importé.

En Ontario et dans l'Est du Canada, les volumes de biodiesel qui sont mélangés sont faibles; par conséquent, l'impact sur le transport est négligeable.

2.4.2 Infrastructure supplémentaire nécessaire pour les carburants et les mélanges renouvelables

Dans l'ensemble, les producteurs de pétrole s'attendent à ce que les entreprises de camionnage, de transport ferroviaire et de transport maritime soient responsables des ajouts nécessaires à l'infrastructure de transport, notamment les réservoirs chauffés et/ou isolés. Dans une région de l'Ouest, les mélanges B5 pourraient être transportés par pipeline à l'avenir, à la suite d'une mise à l'essai et de modifications au protocole associé aux pipelines.

Il convient de souligner qu'aux États-Unis, une mise à l'essai du transport des mélanges B5 par pipeline (y compris ceux qui acheminent du carburant aviation) a été effectuée afin de déterminer la gestion appropriée du protocole lié aux pipelines, particulièrement pour éliminer la contamination du carburant aviation. Kinder Morgan a procédé à sa première mise à l'essai réussie en octobre 2008 et assure maintenant des expéditions commerciales régulières de mélange B5 (5 000 barils par jour, capacité de 10 000 barils par jour) par son pipeline Plantation desservant les marchés de la Virginie, de la Géorgie et de la Caroline du Sud (Bannigan, 2010). Kinder Morgan a toutefois isolé les expéditions de carburant aviation de ces segments de la canalisation (Reuters, 2009). World Energy et Northville Products Services ont également procédé à des expéditions d'essai par le pipeline Colonial, qui transporte également du carburant aviation (McElroy, 2007 et NPS, 2007). Néanmoins, les mises à l'essai ont récemment connu un ralentissement aux États-Unis en raison de la faible demande et de l'incertitude entourant la réglementation.

L'avantage de transporter des mélanges de biocarburants par pipeline est que ce mode de transport est beaucoup plus rapide et économique. En général, toutefois, on continuera de transporter le biodiesel et les mélanges de biodiesel par camion et par train.

3. Délai nécessaire aux activités de planification, d'obtention des permis, de construction et de mise en service pour les nouvelles infrastructures

Tel qu'il a été indiqué à la Section 2, certaines infrastructures pour le mélange du biocontenu dans le carburant diesel et le mazout de chauffage ont déjà été mises en place : deux raffineries, sept terminaux dans l'Ouest et trois terminaux dans l'Est. Les types d'investissements effectués, autant aux raffineries qu'aux terminaux, se rapportent à la réception, au stockage, au mélange et au chargement du biodiesel et des mélanges de biodiesel. En tout, environ 200 sites de vente au détail ont déjà été convertis/mis à niveau pour la vente des mélanges de biodiesel (et 200 autres sites ont été modifiés depuis le 1^{er} janvier 2010). Tous ces investissements dans l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement ont été effectués soit pour respecter la réglementation provinciale en Colombie-Britannique, au Manitoba et en Alberta, soit pour répondre à la demande existante pour les mélanges de biodiesel au Québec (où il n'y a pas de règlement provincial, mais où un petit marché s'est déjà établi en raison de l'utilisation des mélanges de biodiesel dans les transports en commun et en raison du fait que le biodiesel est parfois moins cher que le diesel conventionnel).

Toutefois, d'autres investissements importants à l'égard des infrastructures doivent être effectués afin que l'industrie puisse être en mesure de respecter les exigences de 2 % avancées dans la réglementation fédérale proposée. D'autres investissements sont prévus dans 21 raffineries et terminaux au Canada (huit dans l'Ouest, six en Ontario et sept dans l'Est), et on estime qu'environ 1 500 autres sites de vente au détail devront être convertis afin de respecter la réglementation fédérale.

Le délai nécessaire à la mise à niveau d'un terminal ou d'une raffinerie, d'après les investissements déjà effectués par le passé, est d'environ un à trois ans. On a estimé les mêmes délais pour les nouveaux investissements. Des délais d'exécution plus longs sont généralement associés aux investissements importants, comme les installations de réception des camions, des trains ou des navires. L'obtention des permis et la planification sont généralement les étapes les plus longues du processus, soit de 9 à 18 mois en tout. L'étape de la planification est la plus imprévisible pour le moment, puisqu'un grand nombre de répondants attendent une annonce définitive en ce qui a trait à la réglementation avant d'amorcer sérieusement leur planification. Des répondants ont indiqué que le fait d'accélérer le délai d'exécution afin de respecter la date d'entrée en vigueur de la réglementation, bien que possible dans certains cas, peut entraîner d'importants dépassements de coûts en raison de la rapidité à laquelle les étapes de la planification et de l'obtention des permis ont été réalisées.

Le délai nécessaire à la mise à niveau des sites de vente au détail est très court, de trois à six mois, puisque les types de modifications qui y sont associées sont mineurs (nettoyage des réservoirs, nouveaux filtres, inspections). Par conséquent, nous n'avons pas ajouté ces modifications dans les scénarios liés à l'état de préparation ci-dessous, puisqu'elles sont généralement effectuées de façon opportune et selon les besoins du moment et ne constituent pas un goulet d'étranglement en ce qui a trait à la préparation de l'industrie à l'égard de la réglementation fédérale proposée.

3.1 Scénarios liés à l'état de préparation

Nous présentons ci-après une description de l'infrastructure existante et de l'infrastructure supplémentaire nécessaire en ce qui a trait au diesel renouvelable, qui devrait être mise en place, de façon réaliste, en l'échelonnant sur un ensemble de dates déterminantes. Il s'agira d'abord de la description de l'infrastructure déjà en place, puis de celle des projets actuellement en cours et de leurs dates d'achèvement prévues. Nous décrivons enfin les nouveaux projets dont le démarrage dépend d'une certitude réglementaire et de la période estimée que nécessiteront ces ajouts/modifications à l'infrastructure. Il est à noter que, dans la plupart des cas, les nouvelles infrastructures ne seront en opération qu'au cours du printemps ou de l'été. Cela permettra d'éviter d'amorcer les opérations durant les mois d'hiver, solution qui serait plus problématique pour des raisons de point de trouble. Par conséquent, si la certitude réglementaire est obtenue en décembre et que la réalisation d'un projet demande une année complète, les installations ne seront tout de même pas en service avant le mois d'avril de l'année suivante. Cet important point doit être pris en compte dans l'analyse des délais d'exécution relatifs aux nouvelles infrastructures.

Infrastructure existante en janvier 2010

Deux raffineries de l'Ouest ont fait l'objet d'investissements dans une nouvelle infrastructure pour le diesel renouvelable : la raffinerie CCRL de Regina, en Saskatchewan, et la raffinerie-terminal Chevron de Burnaby, en Colombie-Britannique. De plus, 10 terminaux ont été modifiés ou modernisés pour prendre en charge le biodiesel. Sept des dix terminaux sont situés dans l'Ouest et exploités par Imperial Oil, Shell et Suncor. Les investissements réalisés dans l'Ouest visent à se conformer aux règlements provinciaux du Manitoba et de la Colombie-Britannique, et anticipent ceux qui entreront en vigueur en Alberta et en Saskatchewan. Trois des dix terminaux modernisés sont situés dans l'Est et exploités par Norcan et Canterm (propriété d'Olco) à Montréal et à Québec, et leur modernisation n'est pas motivée par une réglementation fédérale ou provinciale.

Tous les investissements ont rapport au stockage et au mélange de biodiesel, à la raffinerie ou au terminal, comme l'installation de nouveaux réservoirs d'accueil B100 et/ou la modification des réservoirs existants (nettoyage, traitement et installation de filtres, à raison généralement d'un réservoir par site), d'équipement de contrôle de la température (chauffage et isolation) ou d'équipement de mélange (en ligne ou sur le support), la modification de l'électronique de mélange et des systèmes de facturation, et la sensibilisation de la clientèle. Trois sites ont été dotés d'installations de déchargement de camions et deux autres, d'installations de déchargement ferroviaire et maritime, respectivement.

Au total, environ 200 points de vente au détail ont déjà été convertis ou modernisés en vue de prendre en charge des mélanges de biodiesel. Les types de modifications qui ont été apportées aux infrastructures sont relativement mineurs : nettoyage des réservoirs souterrains et des réservoirs en surface, installation de nouveaux filtres (entièrement compatibles avec le biodiesel) et inspections.

Projets en cours

Les nouveaux projets d'infrastructure en cours d'exécution sont décrits ci-après et énumérés en fonction de leur date d'achèvement prévue. Pour préserver la confidentialité des données fournies par les répondants, les ajouts apportés à l'infrastructure des raffineries et des terminaux sont décrits ensemble. Il est à noter

que tous les projets en cours d'exécution se trouvent dans l'Ouest et qu'ils ont été mis en place en vue de se conformer à la réglementation provinciale existante.

Janvier 2011 – La modernisation de trois raffineries et/ou terminaux prévue dans l'Ouest seulement serait effectuée d'ici janvier 2011 (il est tout de même à noter que le mélange réel du biodiesel ne débutera vraisemblablement pas avant le début d'avril en raison des températures froides). Ces ajouts à l'infrastructure comprennent des installations de réception de camions pour le biodiesel dans deux sites, des installations de réception de trains dans un site, de nouveaux réservoirs et de nouvelles conduites avec chauffage, des installations pour le mélange sur support directement dans les camions et les trains, ainsi que des installations de mélange en ligne.

Juin 2011 – À cette date, il est prévu qu'en plus de l'infrastructure décrite ci-dessus, une infrastructure supplémentaire à une raffinerie/à un terminal sera opérationnelle. La modernisation de ce site comprendrait des réservoirs de stockage chauffés et un système de mélange en ligne chauffé avec installations de déchargement de camions.

Décembre 2011 – Aucune infrastructure supplémentaire n'est prévue pour cette date.

Juin 2012 – La modernisation de l'infrastructure d'autres sites pourrait être terminée à cette date. Elle comprendra des réservoirs de stockage chauffés et un système de mélange en ligne chauffé avec installations de déchargement de camions.

Environ 200 autres points de vente ont été modernisés pour prendre les mélanges de biodiesel depuis janvier 2010.

Projets en attente d'une annonce définitive en ce qui a trait à la réglementation

La majorité des nouveaux projets d'infrastructure qui seraient instaurés pour se conformer à la réglementation fédérale proposée attendent une certitude réglementaire avant d'être mis en branle. Ces projets sont décrits ci-après et énoncés selon l'estimation des délais nécessaires pour l'obtention d'une certitude réglementaire. Pour préserver la confidentialité des données fournies par les répondants, les ajouts apportés à l'infrastructure des raffineries et des terminaux sont décrits ensemble.

6 mois – Aucune infrastructure supplémentaire prévue ne pourrait être en place à ce moment.

12 mois – Le projet proposé dans l'Est pourrait être achevé à cette date. Le projet comprend la mise en place de réservoirs de stockage chauffés et d'un système de mélange en ligne chauffé dans une raffinerie ou un terminal.

18 mois – Aucune modification d'infrastructure supplémentaire prévue ne pourrait être en place à ce moment.

24 mois – Il est prévu que la majorité (10 sites) des ajouts à l'infrastructure à grande échelle sera en place à ce moment. Outre le site de l'Est achevé après 12 mois, il est prévu que deux raffineries et/ou terminaux soient modernisés dans l'ouest, quatre en Ontario et trois dans l'Est. Un site investira dans la mise à l'essai d'un pipeline et dans des modifications au protocole relatif aux pipelines afin d'éventuellement transporter le B5 par pipeline. Deux sites mettront en place des installations de réception maritime et des conduites, un

site mettra en place des installations de réception ferroviaire et trois sites, des installations de réception de camions. Trois sites seront dotés d'installations de mélange sur support et un, d'un équipement pour le mélange en lot de kérosène à ultrafaible teneur en soufre (KUFS) avec le diesel saisonnier. La plupart des sites compteront également des conduites et des réservoirs chauffés ainsi que la modernisation de l'électronique de mélange.

Plus de 30 mois – Pour cette date, en plus de l'infrastructure installée après 24 mois, il est prévu que les six sites restants, dont la modernisation d'une raffinerie et/ou d'un terminal, seront achevés dans l'ouest, deux en Ontario et trois dans l'Est. Les six sites seront tous dotés d'installations de réception de trains, et cinq seront aussi dotés d'installations de réception de camions. L'installation d'un équipement de mélange sur support est prévue dans cinq sites, tandis que celle d'un équipement de mélange en ligne l'est dans deux autres. Les sites recevront tous de nouveaux réservoirs et/ou leurs réservoirs existants seront nettoyés; ils seront aussi dotés de systèmes de chauffage de réservoir et de conduite.

Selon les estimations, environ 1 500 autres points de vente au détail devront être convertis pour respecter la réglementation fédérale.

Les points ci-dessus sont résumés dans le Tableau 8 ci-dessous :

TABLEAU 8 – NOMBRE DE RAFFINERIES ET/OU DE TERMINAUX DOTÉS DE NOUVEAUX AJOUTS D'INFRASTRUCTURE OU MODERNISÉS

Nombre de sites (CUMULATIF)									
	Ouest			Ontario			Est		
	Pas pour le règlement fédéral *	Pour le règlement fédéral	Total	Pas pour le règlement fédéral *	Pour le règlement fédéral	Total	Pas pour le règlement fédéral *	Pour le règlement fédéral	Total
Janvier 2010	9	0	9	0	0	0	3	0	3
Janvier 2011	12	0	12	0	0	0	3	0	3
Juin 2011	13	0	13	0	0	0	3	1	4
Décembre 2011	13	0	13	0	0	0	3	1	4
Juin 2012	14	2	16	0	4	4	3	4	7
Janvier 2013+	14	3	17	0	6	6	3	7	10

*Il convient de souligner que, même si ces investissements n'ont pas été principalement motivés par le règlement fédéral proposé, ils contribueront, bien entendu, au respect de l'exigence fédérale de 2 %, et certains répondants ont indiqué que dans certains cas, les investissements seraient similaires s'ils étaient uniquement effectués pour respecter le règlement fédéral.

Comme l'indique le Tableau 8, on s'attend à ce que la majorité des nouvelles infrastructures soient en place d'ici juin 2012, si le gouvernement fédéral présente une annonce en ce qui a trait à la réglementation le 1^{er} juillet 2010. Si l'annonce est faite après cette date, on peut s'attendre à ce que la majorité des nouvelles infrastructures ne soient en place qu'après janvier 2013, puisque la plupart des répondants ont indiqué

qu'ils ne procéderaient aux ajouts d'infrastructure que dans le contexte d'une annonce définitive en ce qui a trait à la réglementation.

4. Estimation des volumes différentiels nécessaires pour les mélanges de biodiesel et de kérosène

Les tableaux 9 et 10 présentent un portrait détaillé des volumes différentiels de biodiesel nécessaires pour les mélanges au cours d'une année donnée, répartis par mois. Ces volumes représentent les quantités nécessaires de biodiesel en plus de toutes les exigences provinciales et se fondent sur la demande anticipée pour l'année 2013. Les résultats pour la région de l'Ouest sont d'abord présentés, puis les résultats pour les régions de l'Ontario et de l'Est sont ensuite présentés. Ces deux dernières régions ont été regroupées pour cette section de l'analyse parce que dans certains cas, les répondants n'avaient pas encore déterminé comment ils allaient répartir leurs volumes de mélanges entre l'Ontario et le Québec. Comme on peut le constater, les volumes anticipés dans l'Ouest sont beaucoup moins élevés que ceux de l'Ontario et de l'Est. Cela s'explique par la réglementation provinciale en place dans l'Ouest. Il est toutefois intéressant de constater que les volumes qu'on prévoit mélanger dans l'Ouest sont tout de même importants. Tous les règlements provinciaux dans l'Ouest exigent une proportion minimale de 2 % de contenu renouvelable dans le diesel, et parfois jusqu'à 5 %. Cela peut indiquer qu'aucun mélange supplémentaire de biodiesel ne serait nécessaire pour respecter l'exigence fédérale de 2 % dans cette région seulement. Toutefois, la quantité importante de biodiesel qu'on prévoit mélanger dans l'Ouest indique que certaines entreprises de raffinage / mise en marché tireront profit des infrastructures de mélange existantes qui ont été mises en place dans l'Ouest afin de respecter la réglementation fédérale. Ces entreprises chercheront à tirer le meilleur profit de leurs exigences nationales annuelles moyennes en mélangeant principalement les produits dans les marchés de l'Ouest. De plus, il convient de souligner qu'il n'y a aucune exigence différentielle en ce qui a trait au biodiesel pour les producteurs régionaux et les entreprises régionales chargées des mélanges dans l'Ouest, étant donné qu'ils seront automatiquement conformes à la réglementation fédérale en utilisant les pratiques existantes pour se conformer à la réglementation provinciale.

Néanmoins, les entreprises nationales de raffinage / mise en marché pourraient ne pas être en mesure d'atteindre leur moyenne annuelle nationale de 2 % à partir des marchés de l'Ouest seulement et devront procéder à d'autres activités de mélange dans les marchés de l'Ontario et de l'Est. Bien entendu, les producteurs régionaux et les entreprises régionales chargées des mélanges n'ont pas la longueur d'avance dont bénéficient ceux de l'Ouest puisqu'il n'y a pas encore de réglementation provinciale dans cette région. Par conséquent, des volumes importants de biodiesel seront mélangés en Ontario et dans l'Est, comme l'indiquent les tableaux 9 et 10 ci-dessous.

Dans l'Ouest et dans l'Est, les entreprises chargées des mélanges chercheront à diminuer leurs activités de mélange durant les mois d'hiver. On observe des concentrations plus élevées de biodiesel au cours des mois d'été, et certains répondants ont indiqué qu'ils procéderaient seulement aux mélanges avec le biodiesel durant ces mois (B0 en hiver), en mélangeant le biodiesel dans des concentrations plus élevées (de B2 à B5) afin d'atteindre la moyenne annuelle de 2 %.

La source du biodiesel, sans égard à la région, dépendra, bien entendu, de la disponibilité, de la qualité et du coût, mais on prévoit que les sources seront probablement situées aux États-Unis et au Canada. On s'attend à ce que les produits provenant des États-Unis représentent la plus grande partie du volume de

biodiesel mélangé au cours des prochaines années, mais au fur et à mesure de la croissance du marché du biodiesel au Canada, la proportion du biodiesel canadien qui sera mélangé devrait augmenter.

Les tableaux 9 et 10 indiquent également que dans l'Ouest et dans l'Est, on s'attend à ce qu'une certaine quantité d'HVH soit utilisée. Ce produit est très approprié, car on ne peut le distinguer du diesel conventionnel d'un point de vue chimique; par conséquent, il n'est pas assujéti aux mêmes problèmes que le biodiesel en ce qui a trait au point de trouble. L'HVH est actuellement produite en quantités relativement petites et doit être importée de pays très éloignés (Singapour et la Finlande, les seuls qui produisent actuellement de l'HVH), ce qui en fait un choix dispendieux. Toutefois, certains répondants ont indiqué qu'ils examinent la possibilité de produire eux-mêmes ce type de produit. Au fur et à mesure de la croissance du marché pour l'HVH, les prix devraient fléchir, et de grandes quantités de ce produit devraient être utilisées.

Les tableaux 9 et 10 indiquent également les volumes de kérosène à faible teneur en soufre qui seront nécessaires afin de s'assurer que les mélanges de biodiesel respectent les exigences liées au point de trouble, particulièrement en hiver. Les concentrations des mélanges de biodiesel sont également présentées pour chaque mois. Une fois de plus, l'année 2013 a été utilisée pour illustrer une année de conformité complète. La situation dans l'Ouest est unique en raison des règlements provinciaux existants. Les volumes marginaux de biodiesel qui sont mélangés afin de respecter les exigences fédérales proposées sont relativement faibles (en raison notamment du fait que les producteurs régionaux et les entreprises régionales chargées des mélanges dans l'Ouest respecteraient déjà la réglementation fédérale proposée par le biais de leurs activités de mélange visant à respecter les règlements provinciaux). Les entreprises nationales de raffinage / mise en marché basées dans la région choisiront de mélanger à de fortes concentrations (B5) seulement durant les mois chauds, soit d'avril à septembre, afin d'atteindre leur moyenne nationale de 2 %. Par conséquent, le kérosène est nécessaire seulement durant les mois de transition, soit mars, avril et mai et août, septembre et octobre.

La situation est très différente en Ontario et dans l'Est. Comme il n'y a pas de réglementation provinciale existante ou prévue pour le contenu renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage dans ces régions, les volumes de biodiesel qui devront être mélangés afin de respecter le règlement fédéral seront plus élevés. Compte tenu de la nature régionale de leurs opérations, les producteurs régionaux et les entreprises régionales chargées des mélanges auront moins de souplesse pour ce qui est de l'endroit et du moment où ils mélangeront avec le biodiesel. Par conséquent, dans cette région, des volumes importants de biodiesel seront mélangés durant les mois d'hiver, ce qui nécessite de grandes quantités de kérosène. Quoi qu'il en soit, dans toutes les régions, les entreprises chargées des mélanges chercheront à réduire les activités de mélange avec le biodiesel durant les mois plus froids.

On s'attend à ce que les sources de kérosène à faible teneur en soufre (KFTS) soient principalement des sources nationales et proviennent de la propre production des entreprises, mais aussi des États-Unis, des Caraïbes et de la côte du golfe du Mexique.

Aux fins de comparaison, le Tableau 11 présente les volumes annuels de biodiesel, d'HVH et de KFTS nécessaires en l'absence d'un règlement fédéral. Ce tableau présente les volumes pour l'Ouest seulement, et les volumes s'expliquent par la réglementation provinciale existante dans cette région. Les volumes qui sont mélangés en Ontario et dans l'Est sont relativement faibles, soit environ cinq millions de litres de biodiesel chaque année (d'après la demande de 2013). Il n'y a pas de réglementation provinciale dans ces

régions, et le biodiesel est principalement mélangé pour répondre à la demande des responsables des transports en commun et des municipalités de l'Ontario et du Québec.

Les tableaux 12 et 13 présentent les volumes marginaux fédéraux et les volumes totaux (fédéral + provincial + existant) pour l'ensemble du Canada.

Il convient de souligner que les données présentées aux tableaux 9 à 13 sont le regroupement de toutes les réponses reçues pour une région donnée. Certains répondants ont indiqué qu'ils auraient besoin de grandes quantités de KFTS, tandis que d'autres ont indiqué qu'ils n'en auraient pas besoin du tout. Cela s'explique par les contextes géographiques et les marchés très différents pour les différents producteurs – certains seront en mesure d'éviter entièrement les activités de mélange durant les mois d'hiver, tandis que d'autres ne pourront l'éviter. Certains mélangeront avec de l'HVH pour éviter l'utilisation du KFTS. Par conséquent, il faut tenir compte de ces points au moment de comparer les volumes de biodiesel et les volumes de KFTS dans ces tableaux.

TABEAU 9 – VOLUMES ET CONCENTRATIONS DES MÉLANGES POUR L'OUEST – DONNÉES DIFFÉRENTIELLES, RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE SEULEMENT, 2013

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	TOTAL
ANNÉE 2013													
Volumes de biodiesel nécessaires (m ³)	0	0	2 239	7 394	7 365	6 765	7 456	7 871	8 986	1 689	0	0	49 766
Volumes de biodiesel hydrotraité (HVH) – (m ³)	0	0	-	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	-	0	0	30 000
Concentration d'essence de base			B2	B5, B2	B5	B5	B5	B5	B5, B2	B2			
Source du biodiesel			États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National			
Source du biodiesel hydrotraité				Singapour États-Unis	Singapour États-Unis	Singapour États-Unis	Singapour États-Unis	Singapour États-Unis	Singapour États-Unis				
Volumes de produits à écoulement faible nécessaires (m ³)	0	0	31 424	5 422	83	-	-	93	1 788	16 893	0	0	55 704
Type de produit à écoulement faible utilisé			KFTS	KFTS	KFTS			KFTS	KFTS	KFTS			
Source des produits à écoulement faible			États-Unis National	Propre États-Unis National	Propre États-Unis National			Propre États-Unis National	Propre, États-Unis, national	États-Unis National			

TABEAU 10 – VOLUMES ET CONCENTRATIONS DES MÉLANGES POUR L'ONTARIO ET L'EST – DONNÉES DIFFÉRENTIELLES, RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE SEULEMENT, 2013

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	TOTAL
ANNÉE 2013													
Volumes de biodiesel nécessaires (m ³)	7 877	8 780	13 998	30 624	32 283	31 512	32 518	32 124	30 157	25 877	9 917	9 716	265 385
Volumes de biodiesel hydrotraité (HVH) – (m ³)	-	-	-	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	-	-	-	6 000
Concentration d'essence de base	B2	B2	B5, B2 B0-B5	B5, B2 B2 - B5	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B5, B2 B2 - B5	B5, B2 B2 - B5	B2	B2	
Source du biodiesel	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	
Source du biodiesel hydrotraité				Finlande Singapour États-Unis	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour			
Volumes de produits à écoulement faible nécessaires (m ³)	54 391	40 755	41 079	29 828	31 282	36 788	34 604	33 163	33 050	44 788	38 349	54 201	472 277
Type de produit à écoulement faible utilisé	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	
Source des produits à écoulement faible	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre National	Propre National	Propre National	Propre National	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	

TABLEAU 11 – VOLUMES ET CONCENTRATIONS DES MÉLANGES POUR L'OUEST – RÉGLEMENTATION PROVINCIALES SEULEMENT, 2013

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	TOTAL
ANNÉE 2013													
Volumes de biodiesel nécessaires (m ³)	5 666	5 406	6 287	17 184	30 116	31 147	28 891	30 445	22 860	6 460	5 762	5 819	196 044
Volumes de biodiesel hydrotraité (HVH) – (m ³)	1 924	2 933	3 697	6 905	7 901	6 721	6 727	8 175	7 091	3 695	2 834	1 559	60 162
Concentration d'essence de base	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B5	B5	B5	B5	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	
Source du biodiesel	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	
Source du biodiesel hydrotraité	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	
Volumes de produits à écoulement faible nécessaires (m ³)	17 901	13 267	5 514	10 626	4 427	0	0	3 620	14 710	12 031	18 698	23 070	123 865
Type de produit à écoulement faible utilisé	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	
Source des produits à écoulement faible	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	

TABEAU 12 – VOLUMES ET CONCENTRATIONS DES MÉLANGES POUR LE CANADA – DONNÉES DIFFÉRENTIELLES, RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE SEULEMENT, 2013

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	TOTAL
ANNÉE 2013													
Volumes de biodiesel nécessaires (m ³)	7 877	8 780	16 238	38 019	39 648	38 277	39 974	39 995	39 143	27 566	9 917	9 716	315 150
Volumes de biodiesel hydrotraité (HVH) – (m ³)	-	-	-	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	-	-	-	36 000
Concentration d'essence de base	B2	B2	B5, B2, B0-B5	B5, B2, B2-B5	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B5, B2, B2-B5	B5, B2, B2-B5	B2	B2	
Source du biodiesel	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National
Source du biodiesel hydrotraité				Finlande Singapour États-Unis	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour	Finlande Singapour			
Volumes de produits à écoulement faible nécessaires (m ³)	54 391	40 755	72 503	35 250	31 366	36 788	34 604	33 256	34 838	61 681	38 349	54 201	52 981
Type de produit à écoulement faible utilisé	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS
Source des produits à écoulement faible	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre National	Propre National	Propre National	Propre National	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	

TABLEAU 13 – VOLUMES ET CONCENTRATIONS DES MÉLANGES POUR LE CANADA – TOTAL FÉDÉRAL, PROVINCIAL ET EXISTANT, 2013

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	TOTAL
ANNÉE 2013													
Volumes de biodiesel nécessaires (m ³)	13 733	14 358	22 691	55 593	70 095	69 807	69 207	70 843	62 369	34 257	15 866	15 726	514 545
Volumes de biodiesel hydrotraité (HVH) – (m ³)	1 924	2 933	3 697	12 905	13 901	12 721	12 727	14 175	13 091	3 695	2 834	1 559	96 162
Concentration d'essence de base	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B5, B2	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	B0 - B5	
Source du biodiesel	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	États-Unis National	
Source du biodiesel hydrotraité	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	Singapour Finlande États-Unis	
Volumes de produits à écoulement faible nécessaires (m ³)	73 185	54 916	78 910	46 770	36 686	37 681	35 498	37 770	50 442	74 605	57 941	78 165	662 569
Type de produit à écoulement faible utilisé	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	KFTS	
Source des produits à écoulement faible	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, Golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, Golfe du Mexique, États-Unis	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	États-Unis National Propre	Propre, national, Caraïbe, Golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, Golfe du Mexique, États-Unis	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	Propre, national, Caraïbe, golfe du Mexique	

5. Coût des nouvelles infrastructures et des volumes supplémentaires de kérosène

Il y a des coûts importants associés à l'ajout de nouvelles infrastructures ou à la modernisation de l'infrastructure existante. Le coût lié à la modernisation d'une raffinerie ou d'un terminal variait entre 0,5 et 16,3 millions de dollars, et le coût moyen était d'environ 7,5 millions de dollars. Les coûts dépendent en grande partie de l'envergure des ajouts d'infrastructure. Les sites qui ont besoin d'infrastructures de déchargement par voie maritime ou par train pour le biodiesel affichaient les coûts les plus élevés, généralement entre 7 et 16 millions de dollars. Les équipements de déchargement par camion, les nouveaux réservoirs, l'équipement pour le chauffage ou de mélange en ligne ou sur support constituent également des dépenses importantes variant entre 1 et 7 millions de dollars.

Le Tableau 14 présente l'ensemble des ajouts d'infrastructure et les coûts qui s'y rattachent, par région, en dollars canadiens non indexés de 2010.

TABLEAU 14 – NOMBRE DE RAFFINERIES ET/OU DE TERMINAUX RECEVANT DES AJOUTS D'INFRASTRUCTURE ET COÛT DE CES AJOUTS

	Investissements existants		Investissements supplémentaires		Total	
	Nombre de sites	Coût total (millions de dollars)	Nombre de sites	Coût total (millions de dollars)	Nombre de sites	Coût total (millions de dollars)
Ouest	9	20	8	48,3	17	68,3
Ontario	0	S.O.	6	42,6	6	42,6
Est	3	1,7	7	68	10	69,7
Total pour le Canada	12	21,7	21	158,9	33	180,6

Tel qu'il est indiqué au Tableau 14, les coûts les plus élevés sont observés dans l'Est. Cela s'explique par le manque d'investissements dans les infrastructures par rapport à l'ouest, où des investissements dans les infrastructures ont déjà été effectués afin de respecter la réglementation provinciale. Il convient de souligner que, bien que des investissements importants soient également effectués dans l'Ouest, une proportion de 27,6 millions des 48,3 millions de dollars prévus pour cette région se rapporte à des projets qui sont déjà en cours afin de respecter les exigences provinciales. Nous avons tout de même choisi de les ajouter ici parce que les répondants ont indiqué que dans de nombreux cas, ces projets auraient probablement été mis en branle dans une même mesure pour respecter les exigences fédérales, même si aucun règlement provincial n'était actuellement en place.

Les coûts associés à la mise à niveau d'un point de vente (au détail ou commercial) sont très faibles, variant entre 400 \$ et 2000 \$ en moyenne. Toutefois, le nombre de points de vente au détail pour lesquels une mise à niveau est prévue est élevé, soit environ 1 500 points de vente. D'après les estimations des

répondants, on prévoit que le montant total affecté à la mise à niveau des sites de vente au détail partout au pays pour la vente des mélanges de biodiesel en raison de la réglementation fédérale proposée s'élèvera à 1,8 million de dollars.

Le Tableau 15 présente les coûts différentiels annuels associés aux activités de mélange avec le kérosène pour respecter les exigences sur le point de trouble. Aux fins de ce calcul, nous avons utilisé un écart de prix de 4,9 cents / litre entre le kérosène et le diesel conventionnel. Cela se fonde sur l'écart historique moyen dans les prix de gros pour le kérosène et le distillat numéro 2 durant les mois d'hiver (d'octobre à mars) au cours des trois dernières années (de 2007 à 2010) d'après l'Energy Information Administration du Department of Energy des États-Unis (EIA, 2010). Les gallons sont convertis en litres (1 gallon équivaut à 3,785 litres) et l'écart de prix en dollars américains a été converti en dollars canadiens à l'aide du taux de change historique moyen des trois dernières années (de 2007 à 2010) d'après les données de la Banque du Canada (Banque du Canada, 2010).

TABLEAU 15 – COÛTS ANNUELS ASSOCIÉS AU KÉROSÈNE SUPPLÉMENTAIRE

	Réglements provinciaux seulement		Réglement fédéral seulement		Total	
	Volume* (m ³)	Coût (millions de dollars)	Volume* (m ³)	Coût (millions de dollars)	Volume* (m ³)	Coût (millions de dollars)
Ouest	123 865	6,07	55 704	2,73	179 570	8,80
Ontario + Est	10 723	0,53	472 277	23,14	483 000	23,67
Total Canada	134 588	6,59	527 981	25,87	662 569	32,47

*D'après la demande de 2013.

Comme l'indiquent les tableaux 14 et 15, la plupart des coûts associés aux nouvelles infrastructures ainsi qu'au kérosène supplémentaire seront engagés dans l'Est. Même si, en principe, les coûts différentiels de la réglementation fédérale sont plus faibles dans l'Ouest en raison de la réglementation provinciale existante dans cette région, des investissements importants ont déjà été effectués et d'autres seront effectués, autant dans les infrastructures que pour l'approvisionnement en kérosène, afin de respecter la réglementation provinciale, ce qui contribue à assurer la conformité à la réglementation fédérale.

Dans certains cas, les producteurs et les entreprises chargées des mélanges utiliseront de l'HVH plutôt que le biodiesel afin de respecter les exigences fédérales et provinciales (notamment parce que l'HVH a des propriétés supérieures en ce qui a trait au fluage à froid). Cela s'explique principalement par le fait que dans certaines régions, les entreprises devront mélanger du biocontenu durant les mois d'hiver afin de respecter la réglementation provinciale, surtout en Colombie-Britannique, en raison de la réglementation provinciale de 5 %. L'utilisation de l'HVH entraînerait également des économies compte tenu de la réduction des achats de KFTS et des investissements dans les infrastructures spécialisées nécessaires pour le stockage et le mélange du KFTS.

Toutefois, l'HVH est actuellement très chère par rapport au biodiesel. L'écart de prix est d'environ 0,3 ou 0,4 \$/L. Par conséquent, pour le respect de la réglementation provinciale seulement dans l'Ouest, on s'attend à ce que 18 à 21 millions de dollars soient engagés annuellement pour l'approvisionnement en HVH, d'après la demande de 2013 (on ne s'attend pas à ce que l'HVH soit utilisée en Ontario et dans l'Est en l'absence d'une réglementation fédérale). Les coûts différentiels annuels associés à l'HVH pour le respect de la réglementation fédérale devraient être d'environ 9 à 12 millions dans l'Ouest et de 1,8 à 2,4 millions de dollars en Ontario et dans l'Est. Une grande partie de ces coûts sont liés au transport, compte tenu du fait qu'en ce moment et dans le proche avenir, l'HVH n'est et ne sera disponible qu'à Singapour et en Europe. Il convient de souligner que certains répondants ont indiqué qu'ils envisagent d'aménager des installations afin de produire eux-mêmes ce produit.

6. Capacité de l'industrie à garantir que les bassins de distillat avec biocontenu sont séparés de ceux sans biocontenu

Dans les raffineries et les terminaux, pour éviter la contamination, le biodiesel et les mélanges de biodiesel peuvent être séparés des autres produits à l'aide d'un ensemble de dispositifs de protection, et pratiquement tous les répondants ont indiqué qu'ils mettraient en place de tels dispositifs. D'abord les installations de réception du biodiesel (par voie maritime, par train ou par camion) sont entièrement séparées des installations utilisées pour la réception du distillat sans biocontenu. Des installations séparées sont utilisées pour les activités de mélange, autant pour les mélanges en ligne que pour les mélanges sur support – des supports séparés sont convertis ou aménagés pour le chargement réservé aux mélanges de biodiesel (prémélangé ou mélangé sur support).

D'autres stratégies visent à réduire la mesure dans laquelle le biodiesel est mélangé dans les régions froides durant les mois d'hiver. Les mélanges de biodiesel sont délaissés graduellement à mesure que l'hiver approche, de la même façon que les pour distillats saisonniers.

Malgré ces mesures, on ne peut jamais garantir entièrement la protection contre la contamination croisée; par conséquent, d'autres mesures de surveillance et d'analyse sont mises en place pour contrôler les niveaux acceptables de biocontenu (ce qui est particulièrement important dans le cas du carburant d'aviation). La contamination peut survenir lors de l'utilisation de canalisations/conduites partagées; toutefois, ces volumes sont faibles, et la contamination ne devrait pas avoir d'incidence importante.

En général, dans les dépôts à approvisionnement sélectif par carte et les points de vente au détail, les responsables n'ont pas l'intention d'aménager des infrastructures pour garantir que les mélanges de biodiesel sont séparés des autres produits à base de diesel, puisque les entreprises de raffinage / mise en marché n'ont pas l'intention de mettre expressément ces produits sur le marché de façon séparée.

Références

- Banque du Canada (2010). *Convertisseurs de devises*, disponible en ligne : <http://www.banqueducanada.ca/fr/taux/exchfo-f.html>. Consulté en avril 2010.
- Bannigan, Tom, President Product Pipelines Group, Kinder Morgan (2010). *Products Pipeline*. Exposé présenté au cours de la KMP Analyst Conference de 2010. Présenté par Tom Bannigan, President Product Pipelines Group, Kinder Morgan. Disponible à l'adresse : http://www.kindermorgan.com/investor/presentations/2010_Analysts_Conf_06_Products_Pipes.pdf
- BBI Biofuels Canada (2006). *Economic Impact Study for a Canola-Based Biodiesel Industry in Canada*. Préparé pour le Conseil canadien du canola, 146 p.
- British Columbia Trucking Association (BCTA, 2008). *Special Bulletin: Biodiesel*. BCTA Bulletin Volume 3, Issue 38. 18 septembre 2008. Disponible à l'adresse : <http://www.bctrucking.com/Bulletin%20Uploads/b338%20special%20bulletin%20-%20biodiesel.pdf>
- Gazette du Canada (2006). *Avis d'intention d'élaborer un règlement fédéral exigeant des carburants renouvelables*. Publié le 30 décembre 2006.. Disponible à l'adresse : <http://www.gazette.gc.ca/archives/p1/2006/2006-12-30/html/notice-avis-fra.html>
- ÉcoRessources Consultants (2007). *Connaissances à l'égard de l'industrie des carburants et des biocarburants au Québec et ailleurs dans le monde*. Rapport préliminaire à l'intention de la Fédération des producteurs de cultures commerciales du Québec (FPCCQ), 117 p.
- ÉcoRessources Consultants and Sine Nomine (2007). *Potential Environmental Impacts of Large-Scale Biodiesel Distribution Infrastructure in Canada*. Rapport final présenté à Environnement Canada, 123 p.
- Energy Information Administration (EIA, 2010) *Refiner Petroleum Product Prices by Sales Type*. Disponible en ligne : http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_refoth_dcu_nus_m.htm. Consulté en avril 2010.
- Ervin, M.J. and Associates (2007). *Canada's Downstream logistical Infrastructure: Refining, Pipelines, Terminals, Bulk Plants and Cardlocks*. Report, 161 p.
- Environnement Canada (2008). *Prendre le virage : Modélisation détaillée des émissions et des répercussions économiques*. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/571/tm_toc_fra.htm
- Environnement Canada (2010). *Résumé de l'étude d'impact de la réglementation*, publié dans la Gazette du Canada du 10 avril 2010, disponible en ligne : <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-04-10/html/reg1-fra.html>
- Environmental Protection Agency (EPA, 2009). *Draft Regulatory Impact Analysis: Changes to Renewable Fuel Standard Program*. Pages 611-612.
- International Energy Agency – IEA (IEA, 2004). *Biofuels for Transportation: An International Perspective*. Publié par l'OCDE – Organisation de coopération et de développement économiques. Consulté sur le site Web : <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>, 216 p.
- McElroy, Anduin Kirkbride (2007). *Pipeline Potential*. Article publié dans le Biodiesel Magazine, Février 2007.
- MJ Ervin and Associates (2009). *National Retail Petroleum Site Census- 2008*. Publié le 5 mai 2009.
- National Biodiesel Board (2009). *Biodiesel Sample Material Safety Data Sheet*. Disponible en ligne : http://www.biodiesel.org/pdf_files/fuelfactsheets/MSDS.pdf
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2009b). *Sommaire des prix affichés du brut PAR à Edmonton*. Disponible à l'adresse : <http://www.nrcan-rncan.gc.ca/eneene/sources/pri/pri/crubru-fra.php>

- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2009). ecoENERGY for Biofuels: Projects for which contribution agreements have been signed to date. [en ligne] <<http://oee.nrcan.gc.ca/transportation/ecoenergy-biofuels/agreements.cfm?attr=16>>, dernière mise à jour le 15 mai 2009.
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2009) Fuel Focus. Information on-line: <http://www.nrcan.gc.ca/eneene/sources/pripr/index-eng.php>
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2008a) Canadian Petroleum Product Market Outlook. Oil Division, 15 p.
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2008b) Canadian Refining and Oil Security. Oil Division, Petroleum Resources Branch, 15 p.
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2007). Summary of the Canadian Petroleum Product Logistics Network. Oil Division, 17 p.
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2006) Canada's Energy Outlook: The Reference Case. Disponible à l'adresse : http://www.nrcan.gc.ca/inter/publications/peo_e.html.
- Ressources naturelles Canada (RNCAN, 2005) Overview of the Canadian Downstream Petroleum Industry. Disponible à l'adresse : <http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/prb/english/View.asp?x=686&oid=1143>.
- ONE – Office national de l'énergie (2009). *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2008*. Calgary, Bureau des publications, Office national de l'énergie, 51 p.
- ONE – Office national de l'énergie (2008b) *Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures – Évaluation du réseau de transport* – Juin 2006. Bureau des publications, Office national de l'énergie, 56 p.
- ONE – Office national de l'énergie (2005) Crude Oil Supply, Disposition and Price Report, available at: http://www.neb.gc.ca/clf/nsi/rnrgynfntn/ststc/crdldnprlmpdct/crdldspstnmptrndprcrprt-eng.html#a_s_2005.
- Northville Products Services (NPS, 2007). *Northville Product Services and Colonial Pipeline B5 Soy Test Data and Report*. Disponible à l'adresse : http://www.biodiesel.org/resources/reportsdatabase/reports/gen/20070201_gen384.pdf
- OEE – Office de l'efficacité énergétique (2007) Comprehensive Energy Use Data. Disponible à l'adresse : http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/comprehensive_tables/index.cfm?attr=0.
- Reuters (2009). *Kinder to move US biodiesel blend via pipeline*. Article préparé par Timothy Gardner, publié le 4 février 2009. Disponible à l'adresse : <http://www.reuters.com/article/idUSN0433017420090204>
- (S&T)² and Meyers Norris Penny LLP (2004b). *Economic, Financial, Social Analysis and Public Policies for Biodiesel Phase 1*. Report prepared for Natural Resources Canada, Disponible en ligne : www.greenfuels.org/biodiesel/pdf/OConnor-Report-Biodiesel2004.pdf, 231 p.
- Shumaker, G. A., McKissick, J., Ferland, C., & Doherty, B. (2002). *A Study on the Feasibility of Biodiesel Production in Georgia*. Agricultural and Applied Economics: University of Georgia. Consulté sur le site Web : http://www.biofuels.coop/archive/GA_biodieselrpt.pdf, 26 p.
- Sine Nomine (2006) Assessment of the Biodiesel Distribution Infrastructure in Canada. Préparé pour Ressources naturelles Canada.
- Sine Nomine (2007) Benchmarking Study for a Project to Determine Environmental Footprint from the Establishment of Biodiesel Corridors or Zones in at Least 3 of the 5 Regions of Canada. Final Report – Draft Version. Pour Environnement Canada.
- Statistique Canada (2007) *Guide statistique de l'énergie*. Catalogue 57-601. Disponible à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=57-601-X&lang=fra>
- Statistique Canada (2007). *Le camionnage au Canada*. Catalogue 53-222-X. Disponible à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=53-222-X&lang=fra>
- Statistique Canada (2009) *Approvisionnement et utilisation des produits raffinés au Canada*. Catalogue 45-004. Disponible à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=45-004-X&chropeg=1&lang=fra>

Statistique Canada (2009a). *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* Catalogue 57-003-X. Disponible à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=57-003-XWE&lang=fra>

Statistique Canada (2010) *Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés au Canada*. Catalogue 45-004. Disponible à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/bsolc/olc-cel/olc-cel?catno=45-004-X&chropt=1&lang=fra>

Annexe A – Questionnaires à l'intention des producteurs de pétrole

Projet d'infrastructure pour l'Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable

Questionnaire

Veillez retourner le présent questionnaire rempli à : natalie.lambert@ecoressources.com.

Si vous avez des questions concernant le présent questionnaire, veuillez communiquer avec :

Natalie Lambert : 514-787-1724, poste 233

Camil Lagacé : 514-894-5474

Dany Lemieux : 418-780-0158

Nous vous remercions de votre participation à ce projet.

QUESTION 1

Présentez une liste des infrastructures que votre entreprise **a déjà mises en place** afin d'assurer la production, la distribution et la vente des mélanges de biodiesel, **au 1^{er} janvier 2010**. Veuillez indiquer s'il s'agit de nouvelles infrastructures ou d'un ajout ou d'une modification à une infrastructure existante. Veuillez également indiquer le délai total nécessaire pour l'ajout / la modification ainsi que le coût total qui y est associé. Enfin, veuillez indiquer la proportion de l'investissement qui a été effectué en prévision du règlement fédéral proposé de 2 %.

Raffineries

1.1 Décrivez en détail les ajouts et les modifications effectuées à chaque raffinerie et le délai total nécessaire pour l'ajout / la modification (y compris la planification, l'obtention des permis, la construction et la mise en service) ainsi que le coût total associé à l'ajout ou à la modification **au 1^{er} janvier 2010**.

Nom / emplacement de la raffinerie	Description détaillée de l'ajout ou de la modification effectuée afin de prendre en charge les mélanges de biodiesel	Délai total nécessaire pour l'ajout / la modification (de la planification à la mise en service)	Coût total associé à l'ajout / la modification	Proportion de l'investissement imputable au règlement fédéral proposé

Terminaux / dépôts à approvisionnement sélectif par carte

1.2 Décrivez en détail (y compris le nombre de réservoirs supplémentaires, leur capacité, etc.) les ajouts et les modifications effectuées à chaque terminal et/ou dépôt à approvisionnement sélectif par carte, le délai total nécessaire pour l'ajout / la modification (y compris la planification, l'obtention des permis, la construction et la mise en service) et le coût total associé à l'ajout ou à la modification **au 1^{er} janvier 2010**.

Nom / emplacement du terminal ou du dépôt	Description détaillée de l'ajout ou de la modification effectuée afin de prendre en charge les mélanges de biodiesel (stockage, traçage, activités de mélange, modifications apportées au support, etc.)	Délai total nécessaire pour l'ajout ou la modification (de la conception à la mise en service)	Coût estimatif total de l'ajout ou de la modification	Proportion de l'investissement imputable au règlement fédéral proposé

Points de vente au détail

1.3 Nombre de points de vente au détail qui offrent déjà des mélanges de biodiesel ou qui ont déjà été mis à niveau pour prendre en charge les mélanges de biodiesel **au 1^{er} janvier 2010**.

1.4 Emplacement des points de vente au détail qui peuvent prendre en charge les mélanges de biodiesel.

1.5 Décrivez en détail les types d'ajouts ou de modifications qui ont été effectuées aux points de vente au détail (nombre de nouveaux réservoirs, équipement de chauffage, nouvelles canalisations, etc.)

1.6 Décrivez les produits qu'offrent ces points de vente au détail, quels mélanges (B2, B5, B10) sont offerts et pour quels marchés.

1.7 Délai moyen nécessaire (de la planification à la mise en service) pour la mise à niveau d'un point de vente au détail.

Distribution / transport

1.8 Décrivez tous les achats de nouveaux camions ou les modifications qui ont été apportées aux camions existants et aux autres infrastructures au **1^{er} janvier 2010** afin d'assurer le transport du biodiesel et des mélanges de biodiesel.

Production des mélanges de biodiesels et réseaux de distribution

1.9 Décrivez de façon générale la principale production de mélanges de biodiesel de votre entreprise et les réseaux de distribution connexes **au 1^{er} janvier 2010**. Indiquez aussi l'emplacement où le biodiesel est mélangé, d'où provient le biodiesel, la façon dont il est mélangé (mélange par barbotage ou en ligne) ainsi que les marchés auxquels il est acheminé.

QUESTION 2

*Présentez une liste des infrastructures **supplémentaires** que votre entreprise devrait mettre en place afin de respecter le règlement fédéral proposé de 2 % en ce qui a trait au biocontenu. Énumérez seulement les infrastructures **supplémentaires** nécessaires différentes de celles qui ont été énumérées pour la Question 1. Veuillez indiquer s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure ou d'un ajout ou d'une modification à une infrastructure existante. Indiquez également le délai estimatif total nécessaire pour la mise en place de cette infrastructure ainsi que les coûts estimatifs qui s'y rattachent.*

Raffineries

2.1 Décrivez en détail les modifications **supplémentaires** que votre entreprise devrait apporter à chaque raffinerie afin de respecter la réglementation fédérale proposée de 2 % en ce qui a trait au biocontenu. Indiquez également le délai estimatif total nécessaire pour l'ajout ou la modification (y compris la planification, l'obtention des permis, la construction et la mise en service) ainsi que le coût estimatif total de l'ajout ou de la modification.

Nom / emplacement de la raffinerie	Description détaillée de l'ajout ou de la modification	Délai estimatif total nécessaire pour l'ajout ou la modification	Coût estimatif total de l'ajout ou de la modification

--	--	--	--

Terminaux / dépôts à approvisionnement sélectif par carte

2.2 Décrivez en détail (y compris le nombre de réservoirs supplémentaires, leur capacité, etc.) les modifications **supplémentaires** qui doivent être apportées à chaque terminal ou dépôt à approvisionnement sélectif par carte afin de respecter la réglementation fédérale proposée de 2 % en ce qui a trait au biocontenu. Indiquez également le délai total qui serait nécessaire pour l'ajout / la modification et le coût estimatif total de l'ajout ou de la modification.

Nom / emplacement du terminal ou du dépôt	Description détaillée de l'ajout ou de la modification	Délai estimatif total nécessaire pour l'ajout ou la modification	Coût estimatif total associé à l'ajout ou à la modification

Points de vente au détail

2.3 Nombre de points de vente au détail qui nécessiteraient des mises à niveau **supplémentaires** afin de respecter le règlement fédéral proposé de 2 % de biocontenu.

2.4 Emplacement **potentiel** des points de vente au détail qui nécessitent une mise à niveau.

2.5 Décrivez en détail les types d'ajouts ou de modifications qui devraient être apportés à ces points de vente au détail (nombre de nouveaux réservoirs, leur capacité, équipement de chauffage, nouvelles canalisations) **et leurs coûts estimatifs**:

2.6 Délai estimatif moyen nécessaire (de la planification à la mise en service) pour la mise à niveau d'un point de vente au détail.

Distribution / transport

2.7 Décrivez tous les achats **supplémentaires** de nouveaux camions ou les modifications qui ont été apportées aux camions existants et aux autres infrastructures afin d'assurer le transport du biodiesel et des mélanges de biodiesel.

QUESTION 3

Précisez les besoins **existants** de votre entreprise en ce qui concerne le biodiesel et le DFTS/KFTS ainsi que les besoins **supplémentaires** en biodiesel et DFTS/KFTS qu'aurait votre entreprise si le règlement fédéral de 2 % était adopté. Veuillez utiliser la grille Excel fournie.

3.1 Veuillez remplir la grille Excel annexée à vos besoins prévus en biodiesel conventionnel, en biocontenu hydrocraqué et en DFTS/KFTS pour la période allant de 2010 à 2013, dans l'hypothèse que le règlement fédéral n'est pas adopté, puis dans l'hypothèse qu'il soit adopté. Les données doivent être fournies par région : Ouest (C.-B., Alberta, Saskatchewan, Manitoba), Ontario et Est (Québec et provinces de l'Atlantique). Pour chaque région qui s'applique à votre entreprise, veuillez remplir les onglets « Aucun règlement fédéral » et « Avec règlement fédéral ». Veuillez remplir TOUS les onglets qui s'appliquent à votre entreprise. Veuillez communiquer avec l'un des membres de l'équipe si vous avez des questions concernant la façon de remplir la grille.

3.2 Veuillez indiquer la stratégie adoptée par votre entreprise pour réduire les besoins liés au DFTS/KFTS (p. ex. activités de mélange en été seulement, hydrocraquage, etc.)

3.3 Votre entreprise utilise-t-elle actuellement ou prévoit-elle utiliser des procédés d'hydrocraquage dans ses raffineries? Veuillez expliquer.

QUESTION 4

4.1 Veuillez décrire de façon qualitative la capacité de votre entreprise à garantir que les bassins de distillat avec biocontenu sont séparés de ceux sans biocontenu, ainsi que les implications qui s'y rattachent.