

RAPPORT SUR LA DISPONIBILITÉ,  
LA QUALITÉ ET LA QUANTITÉ  
DE COMBUSTIBLES MARINS VENDUS AU CANADA

RAPPORT FINAL

Novembre 2005

Présenté à :

M. Patrick Cram  
Environnement Canada  
Division des initiatives de secteur, programmes en cours  
Place Vincent Massey  
351, boul. Saint-Joseph., 10<sup>e</sup> étage, Gatineau (Québec) K1A 0H3

Par :

BMT FLEET TECHNOLOGY LIMITED  
311, promenade Legget  
Kanata (Ontario) K2K 1Z8

Personne-ressource chez BMT : Andrew Kendrick  
Téléphone : 613-592-2830, poste 207  
Télécopieur : 613-592-4950  
Courriel : [akendrick@fleetech.com](mailto:akendrick@fleetech.com)

*BMT Fleet Technology Limited décline toute responsabilité en cas d'erreurs ou d'omissions ou de pertes, de dommages, de réclamations ou d'autres demandes relatifs à l'utilisation de ce rapport, dans la mesure où ces erreurs et omissions, réclamations ou autres demandes sont imputables à des renseignements incomplets ou inexacts fournis à BMT Fleet Technology Limited au cours de la préparation du présent rapport.*



## FICHE DE CONTRÔLE DE QUALITÉ DU DOCUMENT DE BMT

**PROPOSITION/  
RAPPORT :**

Rapport sur la disponibilité, la qualité et la quantité de combustibles marins vendus au Canada

**DATE :**

Novembre 2005

**PRÉPARÉ PAR :**

Per Roed, M.Sc., M.B.A.  
Ingénieur naval intermédiaire

**RÉVISÉ PAR :**

Andrew Liddiard, P. Eng.  
Ingénieur intermédiaire – Hydraulique des glaces et des cours d'eau

**RÉVISÉ ET  
APPROUVÉ PAR :**

Andrew Kendrick, P. Eng.  
Vice-président

**RAPPORT PRODUIT  
PAR :**

**MEMBRES DE L'ÉQUIPE DE PROJET :**

Andrew Kendrick  
Andrew Liddiard  
Jason Mills  
Per Roed  
Geoffrey Carran

## SOMMAIRE

### **Contexte et objectifs**

Les oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) que contiennent les émissions des moteurs sont préoccupants car ils peuvent avoir des effets délétères sur l'être humain, sur l'animal, sur la végétation et même sur les édifices. Environnement Canada surveille les concentrations de soufre dans les carburants liquides raffinés et importés au Canada depuis plus de dix ans, même si cet inventaire ne fait pas état des données relatives à la qualité des carburants vendus expressément aux navires de mer au Canada.

Les auteurs de la présente étude ont réalisé un sondage auprès de raffineries et de fournisseurs de carburants canadiens pour combler les lacunes dans ce domaine. Ce rapport se concentre sur les bâtiments commerciaux et il fournit un tableau détaillé des concentrations actuelles de soufre dans les combustibles marins (distillats et résidus), des quantités de combustibles marins actuellement produits et vendus au Canada et de la disponibilité future des diverses qualités de combustibles marins dans les ports canadiens.

### **Examen de la réglementation**

#### *International*

La *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires*, mieux connue sous l'appellation de MARPOL 73/78, est la principale convention internationale qui traite de la prévention de la pollution du milieu marin par les navires. L'annexe VI de la Convention MARPOL, intitulée « Règles relatives à la prévention de la pollution de l'atmosphère par les navires », est entrée en vigueur le 19 mai 2005 et elle s'applique à tous les navires des États du pavillon qui ont ratifié le Protocole de 1997. En outre, les prescriptions de l'annexe VI s'appliquent aux navires des États non signataires pendant qu'ils naviguent dans les eaux placées sous le contrôle de Parties au Protocole de 1997.

Même si l'annexe VI limite à 4,5 p. 100 la teneur en soufre du mazout utilisé à bord des navires, la répercussion réelle de l'annexe VI sera la désignation de zones de contrôle des émissions de SO<sub>x</sub> (ZCES) assujetties à des normes plus strictes sur la qualité des carburants.

#### *Union européenne*

En juin 2004, le Conseil de l'environnement de l'Union européenne (UE) a convenu de réduire de plus de 500 000 tonnes par an les émissions de SO<sub>2</sub> des navires circulant dans l'UE à compter de 2007. La conséquence la plus importante de cet accord a été la décision de limiter à 1,5 p. 100 en masse la teneur en soufre du mazout utilisé par tous les navires qui naviguent dans la mer du Nord, la Manche et la mer Baltique (ce qui est conforme aux limites de la teneur en soufre dictées par l'annexe VI de la Convention MARPOL dans les ZCES).

#### *États-Unis*

En mai 2004, l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis a adopté la *Clean Air Nonroad Diesel Rule*, qui prescrit une norme en deux étapes sur la teneur en soufre des carburants diesel non routiers, des locomotives et des bâtiments de mer, qui permettra de réduire nettement les émissions de SO<sub>2</sub> et de particules de sulfate. Dès le 1<sup>er</sup> juin 2007, les raffineries seront tenues de produire des carburants diesel non routiers, des locomotives et des bâtiments de

mer dont la teneur maximale en soufre sera de 500 ppm (mg/kg). La teneur en soufre des carburants diesel des locomotives et des bâtiments de mer sera réduite à 15 ppm (mg/kg) à compter du 1<sup>er</sup> juin 2012.

Ces règlements ne s'appliquent pas aux combustibles résiduels marins que brûlent en général les plus gros bâtiments/moteurs marins, car il est impossible de s'assurer que des carburants à plus faible teneur en soufre sont utilisés par les navires qui peuvent acheter du carburant dans d'autres pays. C'est ainsi que, parallèlement aux faits nouveaux survenant au Canada, l'EPA des États-Unis étudie actuellement la possibilité de désigner l'Amérique du Nord (ou certaines de ses parties) comme ZCES en vertu de l'annexe VI de la Convention MARPOL.

#### *Canada*

À l'échelle internationale, le Canada a signé la Convention MARPOL 73/78 en 1992, mais n'a pas encore ratifié l'annexe VI. La *Loi sur la marine marchande du Canada*, qui est en cours de révision par Transports Canada, comprend un nouvel ensemble de règlements qui reflètent les prescriptions de l'annexe VI de MARPOL, notamment la reconnaissance des ZCES.

Le *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel* d'Environnement Canada est récemment entré en vigueur sous le régime de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les règlements canadiens sur les carburants diesel marins sont conformes aux règles de l'EPA des États-Unis, c'est-à-dire que leur teneur maximale en soufre est de 500 ppm (mg/kg) depuis 2007, laquelle sera ramenée à 15 ppm (mg/kg) en 2012. À l'instar des règlements américains, celui-ci ne s'applique pas aux carburants résiduels.

### **Le secteur maritime et les combustibles marins au Canada**

#### *Le secteur maritime*

Quarante et un pour cent du transport maritime international du Canada a pour lieu d'origine ou de destination les États-Unis. Les deux principaux blocs commerciaux qui se classent derrière sont l'Europe et l'Asie/Océanie, qui détiennent chacun une part d'environ 20 p. 100. La côte Ouest manutentionne la plus grande quantité de marchandises selon le volume et elle est suivie de près par les provinces de l'Atlantique et le Québec. L'Ontario manutentionne moins de marchandises, ce qui s'explique partiellement par les restrictions saisonnières qui frappent la Voie maritime du Saint-Laurent.

On recense à peine environ 450 à 600 bâtiments commerciaux autopropulsés battant pavillon canadien d'une jauge brute supérieure à 500 tonnes. La plupart des marchandises sont transportées à bord de navires battant pavillon étranger.

#### *Carburants marins*

Au Canada, les ventes historiques de fuels lourds marins (carburants résiduels et moyens) oscillent entre 50 p. 100 et 70 p. 100 du total des combustibles marins vendus aux consommateurs nationaux et étrangers. De plus, selon les données de Statistique Canada, la majeure partie des ventes de combustibles marins (distillats et fuels lourds) intéressent des consommateurs canadiens et représentent entre 50 p. 100 et 80 p. 100 des ventes totales par an.

Les fuels représentent une dépense majeure pour les armateurs car ils brûlent en mer et à quai, et les coûts du mazout représentent entre 60 p. 100 et 95 p. 100 des charges d'exploitation d'un navire. Bien que les ventes nationales soient relativement stables, les ventes canadiennes à des armateurs étrangers sont plus variables et sont assujetties à la volatilité des prix étant donné que ces consommateurs ont la possibilité de s'avitailer dans divers ports le long de leurs routes internationales.

Étant donné que les fuels résiduels peuvent être considérés essentiellement comme un produit dérivé du procédé de raffinage, ils se vendent moins cher que le pétrole brut dont ils sont issus. Il est important de saisir cette notion pour comprendre l'effet que le passage à des combustibles à faible teneur en soufre aura sur l'offre et le coût des combustibles marins à l'avenir.

### **Offre et influences d'autres industries**

La production et l'offre de combustibles marins au Canada suivent généralement un cheminement complexe, comme en témoigne le fait que certains combustibles résiduels produits au Canada peuvent être acheminés jusqu'aux États-Unis pour y faire l'objet d'une transformation plus poussée avant d'être à nouveau importés par un fournisseur canadien de carburants. Toutefois, le volume effectif de carburants dans la chaîne d'approvisionnement maritime n'affiche pas pour l'instant de signe d'étranglement ou de limite.

Le fuel vendu comme « fuel marin » a souvent été produit à l'origine à l'intention d'un marché radicalement différent, ce qui prouve que les combustibles marins ne sont pas un produit de raffinage primaire. Les marchés qui exercent le plus d'influence sur l'offre des combustibles marins résiduels sont les usines de chauffage industriel terrestres et les centrales électriques. Étant donné que les règlements qui régissent ces marchés prescrivent des produits de qualité supérieure, il y aura un effet de contagion à la baisse sur le marché maritime. De même, en cas d'augmentation de la demande de distillats de qualité supérieure, les producteurs de mazout lourd peuvent décider d'accroître leur production de ces produits de plus grande valeur, réduisant ainsi l'offre de fuels résiduels (toutes choses étant égales par ailleurs).

### **Qualité des combustibles marins**

Les raffineries, les importateurs et les fournisseurs de combustibles marins de tout le pays ont fourni des données sur les ventes et la qualité de leurs carburants en 2004. Les données sur la qualité des carburants présentées en détail à la section 6 sont reproduites au tableau 1.

**Tableau 1 : Teneur en soufre pondérée selon le volume des combustibles marins vendus au Canada en 2004**

Qualités de fuel	Teneur en soufre moyenne pondérée selon le volume (%)				
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest	Canada
DMA	0,125	0,226	0,489	0,145	0,207
DMB	**	0,054	0,226	0,211	0,144
Autres distillats maritimes	0,172	**	**	**	0,224
<IFO 180	**	1,468	1,974	**	1,763
IFO180 - IFO380	3,632	1,306	2,230	1,666	1,819
IFO380 - IFO640	**	1,492	2,313	1,587	1,672
>IFO640	**	s. o.	**	s. o.	1,806
<b>Tous les fuels à base de distillats</b>	<b>0,144</b>	<b>0,134</b>	<b>0,313</b>	<b>0,233</b>	<b>0,201</b>
<b>Tous les fuels résiduels</b>	<b>2,505</b>	<b>1,331</b>	<b>2,162</b>	<b>1,627</b>	<b>1,760</b>

Remarque : \*\* Données retirées pour en protéger le caractère confidentiel.

Si l'on compare les données ci-dessus relatives à la qualité des fuels résiduels à la moyenne mondiale d'une teneur en soufre de 2,7 p. 100 et que l'on tient compte du fait qu'à peine 5 p. 100 de l'offre mondiale de fuels lourds a une teneur inférieure à 1,5 p. 100, il devient clair que les fuels canadiens sont de qualité nettement supérieure.

Au cas où le Canada adopterait une ZCES, l'état actuel de la production incite à croire que le Canada est en relativement bonne forme pour respecter une teneur en soufre maximale de 1,5 p. 100. Cela ne veut pas dire qu'il n'aura pas de difficultés à y parvenir, ou qu'il n'y aura pas de fluctuations dans la disponibilité à plus long terme et la qualité des combustibles marins.

### **Disponibilité future des fuels à faible teneur en soufre**

La transformation des bruts légers (dont la teneur en soufre est <0,7 p. 100) peut donner des fuels résiduels à faible teneur en soufre (<1,5 p. 100) en utilisant des procédés de raffinage normaux. Lorsque ces bruts légers ne sont pas disponibles, on peut alors introduire des procédés supplémentaires de désulfuration, ce qui s'accompagne naturellement d'une hausse du prix qui est répercutée sur le consommateur. Même si les prévisions de ces suppléments sont difficiles à quantifier avec précision, les estimations varient de 20 dollars à 90 dollars la tonne, selon le carburant.

Une partie de ces procédés de désulfuration peut également s'accompagner de changements dans l'offre des fuels marins. Par exemple, le mélange de fuels résiduels à faible teneur en soufre (~1 p. 100) et de fuels résiduels à teneur moyenne en soufre (~2 p. 100) pour produire des carburants conformes à la ZCES est une solution à court terme, compte tenu de la baisse actuelle des bruts légers peu sulfureux. Cela risque d'aboutir à une disponibilité future limitée de produits conformes à la ZCES. En outre, les raffineurs ont déclaré qu'au lieu de tout bonnement désulfurer les fuels résiduels, ce qui n'augmente pas les rendements des produits de distillation de plus grande valeur, ils préfèrent combiner le procédé à la conversion et à la valorisation. Non seulement cela augmentera le prix des fuels marins résiduels à faible teneur en soufre, mais cela



affaiblira la disponibilité de bruts lourds marins en général car, toutes choses étant égales par ailleurs, les volumes de production baisseront.

## TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION .....	1
1.1	Contexte .....	1
1.2	Objectif .....	2
1.3	Portée .....	3
1.4	Structure du rapport .....	4
1.5	Éclaircissement de la terminologie relative aux combustibles marins .....	5
2	EXAMEN DE LA RÉGLEMENTATION .....	11
2.1	Examen des règlements qui s'appliquent dans le monde entier .....	11
2.1.1	Administrations internationales .....	11
2.1.2	Règlements en vigueur aux États-Unis .....	14
2.1.3	Règlements en vigueur au Canada .....	16
2.1.4	Union européenne .....	19
2.2	Détermination des répercussions sur les industries nationales .....	22
2.3	Évaluation des compétences et impact .....	24
3	APERÇU GÉNÉRAL DU SECTEUR MARITIME AU CANADA .....	27
3.1	Composition du secteur maritime .....	27
3.1.1	Commerce international .....	27
3.1.2	Commerce intérieur .....	32
3.2	Aperçu des combustibles vendus au secteur maritime .....	33
3.3	Aperçu des principales préoccupations pour l'environnement .....	36
4	QUESTIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES .....	40
4.1	Préoccupations d'ordre réglementaire .....	40
4.1.1	Préoccupations relatives à l'exploitation des navires .....	40
4.1.2	Préoccupations suscitées par l'avitaillement en fuel .....	41
4.2	Préoccupations en matière de sécurité et d'exploitation .....	43
4.3	Questions techniques et opérationnelles .....	44
5	APERÇU DES COMBUSTIBLES MARINS VENDUS AU CANADA .....	47
5.1	Généralités .....	47
5.2	Procédés de raffinage .....	48
5.3	Fuels marins .....	61
5.4	Propriétés et prix du brut .....	61
5.5	Coûts se rattachant à diverses qualités de fuels marins .....	64
6	APERÇU DE LA QUALITÉ DES COMBUSTIBLES MARINS AU CANADA .....	68
6.1	Teneur en soufre des fuels marins au Canada .....	68
6.2	Tendances futures de la teneur en soufre des fuels marins .....	72
7	CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT CANADIENNE EN FUELS MARINS .....	74
7.1	Identification des intervenants sur le marché canadien .....	74
7.2	La chaîne d'approvisionnement canadienne en fuels marins .....	77
7.3	Influence de la demande d'autres industries .....	80
7.4	Méthodes de mélange des fuels marins au Canada .....	81
8	DISPONIBILITÉ DES FUELS MARINS AU CANADA .....	83

9	DISPONIBILITÉ FUTURE DES FUELS À FAIBLE TENEUR EN SOUFRE ET COÛTS	
	86	
9.1	Généralités .....	86
9.2	Utilisation du brut .....	86
9.3	Technologies de réduction de la teneur en soufre.....	87
9.3.1	Technologies actuelles de désulfuration .....	87
9.3.2	Progrès technologiques futurs.....	89
9.4	Facteurs du marché .....	90
9.5	Coûts qui se rattachent à la réduction de la teneur en soufre des fuels marins.....	91
9.5.1	Fuels marins à base de distillats.....	91
9.5.2	Fuels résiduels marins.....	92
9.6	Implications de la création future d'une ZCES canadienne.....	93
10	CONCLUSIONS .....	95
11	BIBLIOGRAPHIE .....	97

## ANNEXES

ANNEXE A : QUESTIONNAIRES TYPES

ANNEXE B : CONTRAT DE CONFIDENTIALITÉ TYPE

## LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Ventes de combustibles marins au Canada en 2002.....	2
Figure 2.1 : Résumé du Programme de surveillance du soufre du CPMM (%) .....	13
Figure 3.1 : Navigation internationale, selon le tonnage et la région à l'étranger .....	28
Figure 3.2 : Navigation internationale, selon le tonnage et la région au Canada .....	29
Figure 3.3 : Mouvements maritimes internationaux, selon la région .....	29
Figure 3.4 : Ventes historiques de combustibles marins au Canada, selon la qualité (1978-2003).....	34
Figure 3.5 : Ventes de fuels marins au Canada, selon les consommateurs (1979-2003).....	35
Figure 5.1 : Types de bruts par rapport à la demande intérieure .....	47
Figure 5.2 : Organigramme du procédé de raffinage du pétrole.....	48
Figure 5.3 : Prix du fuel lourd marin (1990-2005) .....	65
Figure 5.4 : Prix du carburant diesel marin (MDO) (1990-2005).....	66
Figure 5.5 : Prix de l'IFO 380 en Amérique du Nord (2003-2005).....	66
Figure 5.6 : Prix du MDO nord-américain (2003-2005).....	67
Figure 6.1 : Teneur en soufre moyenne historique des fuels résiduels, par région.....	71
Figure 6.2 : Teneur en soufre moyenne historique des fuels à base de distillats, par région.....	72
Figure 7.1 : Répartition des raffineries au Canada .....	74
Figure 7.2 : Principaux ports de ravitaillement dans l'Est du Canada.....	76
Figure 7.3 : Principaux ports de ravitaillement dans l'Ouest du Canada.....	76
Figure 7.4 : Chaîne d'approvisionnement en fuels marins au Canada .....	78
Figure 7.5 : Interchangeabilité des carburants diesel.....	79
Figure 8.1 : Ventes de carburants diesel marins, par région (1978-2003).....	84
Figure 8.2 : Ventes de fuels lourds marins, par région (1978-2003) .....	85

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Types et qualités de combustibles marins.....	5
Tableau 1.2 : Norme 8217 de l'ISO : spécifications des fuels marins 1996.....	7
Tableau 1.3 : Propriétés physiques des fuels marins .....	8
Tableau 1.4 : Catégories de fuels marins à base de distillats.....	10
Tableau 1.5 : Catégories de fuels marins résiduels.....	10
Tableau 2.1 : Résumé des règlements régissant les fuels marins .....	11
Tableau 3.1 : Produits faisant l'objet d'échanges internationaux, par région.....	30
Tableau 3.2 : Arrivées de navires selon la région et le type de navire .....	30
Tableau 3.3 : Tonnage intérieur transporté (%), selon l'origine et la destination .....	32
Tableau 3.4 : Caractéristiques des fuels marins vendus au Canada en 2004 .....	36
Tableau 3.5 : Profil mondial des moteurs .....	37
Tableau 5.1 : Catégories de raffineries .....	60
Tableau 6.1 : Volume des ventes canadiennes de fuels marins en 2004 .....	68
Tableau 6.2 : Teneur en soufre pondérée selon le volume des fuels marins vendus au Canada en 2004.....	69
Tableau 7.1 : Fournisseurs de fuels marins et ports de ravitaillement.....	75
Tableau 7.2 : Résumé des méthodes de mélange de fuels au Canada .....	82
Tableau 8.1 : Volume des ventes de fuels marins au Canada en 2004 .....	83
Tableau 9.1 : Coûts d'investissement et d'exploitation pour réduire la teneur en soufre du carburant diesel .....	91
Tableau 9.2 : Teneur en soufre pondérée selon le volume des fuels marins vendus au Canada en 2004.....	94

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Contexte

La pollution de l'atmosphère résultant des gaz d'échappement des bâtiments de mer joue un rôle de plus en plus important dans les émissions totales du secteur des transports au Canada. Les émissions d'oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) sont particulièrement préoccupantes. Les estimations indiquent qu'en 2000, le secteur maritime représentait 40 p. 100 de l'inventaire des émissions de SO<sub>x</sub> de l'ensemble du secteur des transports au Canada. En raison des règlements actuels et imminents visant à limiter les concentrations de soufre dans l'essence et dans les carburants diesel routiers et non routiers, la part relative du secteur maritime devrait passer à 54 p. 100 d'ici 2030.

Les combustibles marins appartiennent généralement à deux catégories : les fuels résiduels et les distillats. Il existe également des mélanges de ces deux types de base, que l'on appelle couramment des fuels moyens. Les distillats sont les fractions de pétrole brut que l'on peut séparer par le procédé de distillation effervescente en raffinerie. Les parties du brut qui n'ont pas bouilli sont ce que l'on appelle les fuels résiduels.

Les bâtiments de mer modernes sont principalement propulsés par des moteurs diesel. Bien que ces moteurs consomment moins de carburant que les machines à vapeur et les turbines à gaz, ils réclament généralement des fuels plus lourds et à plus forte teneur en soufre et ils possèdent des caractéristiques inférieures d'émission des principaux contaminants atmosphériques. Depuis la crise du pétrole de 1973, le brut est transformé pour donner le maximum de produits raffinés (essence, carburants diesel, kérosène et gaz), ce qui a entraîné une hausse des concentrations de contaminants comme le soufre, les cendres, les asphaltènes et les métaux dans les carburants résiduels, moyens et, dans une certaine mesure, dans les carburants diesel marins.

La plupart des gros bâtiments (hauturiers) qui naviguent dans les eaux canadiennes brûlent des fuels résiduels. Selon un rapport publié en 2003 par Environnement Canada, intitulé *Établissement de normes canadiennes pour le soufre dans le mazout lourd et le mazout léger*<sup>1</sup>, la teneur en soufre moyenne en 2001 dans les carburants résiduels vendus au Canada était de 1,7 p. 100 en masse (17 280 mg/kg). À titre de comparaison, la teneur en soufre des carburants diesel routiers sera limitée en 2006 à 0,0015 p. 100 (15 mg/kg). Dans le monde, selon l'Organisation maritime internationale (OMI), la teneur en soufre moyenne des combustibles marins (distillats et résidus) est estimée à 2,7 p. 100<sup>2</sup>.

Le *Rapport sur la teneur en soufre des carburants liquides*<sup>3</sup>, qui est publié chaque année par Environnement Canada, indique les teneurs en soufre des combustibles raffinés et importés au

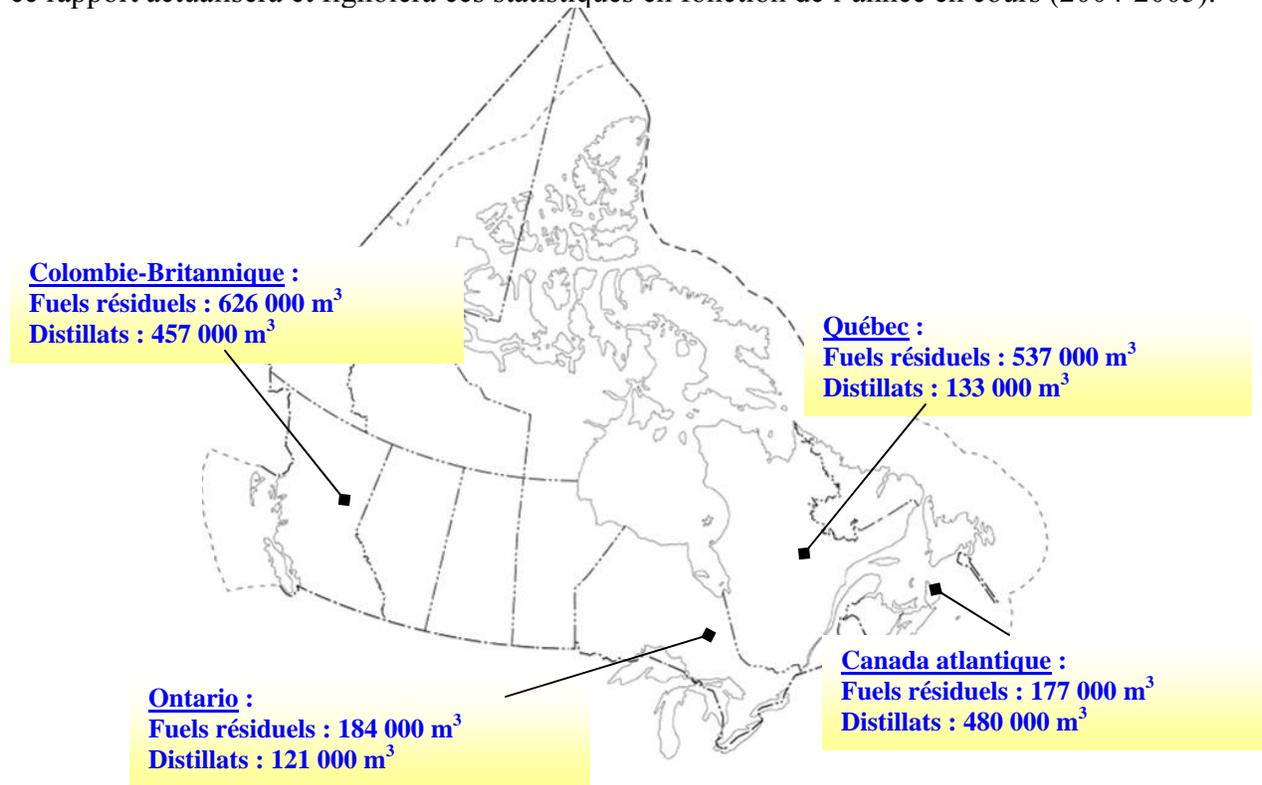
---

1. Environnement Canada, *Établissement de normes canadiennes pour le soufre dans le mazout lourd et le mazout léger, Document de travail sur le respect des engagements dans la déclaration d'intention pour des véhicules, des moteurs et des carburants moins polluants*, octobre 2002.

2. Hirst, D., *The Environmental Case for Seawater Scrubbing*, septembre 2002, [www.davidhirst.com](http://www.davidhirst.com) (disponible en anglais seulement).

3. Thompson, L., Environnement Canada, *Rapport sur la teneur en soufre des carburants liquides, 2001*, [www.ec.gc.ca](http://www.ec.gc.ca), juillet 2002.

Canada; il ne reflète cependant pas fidèlement la qualité des fuels utilisés par les bâtiments de mer sur le marché canadien. C'est pourquoi le présent rapport cherche à développer le Rapport sur la teneur en soufre des combustibles liquides, c'est-à-dire à illustrer avec précision la disponibilité des diverses qualités de fuels marins, leur qualité et les quantités vendues. Il existe des données préliminaires sur les ventes de combustibles marins en 2002<sup>4</sup> (voir la Figure 1.1), et ce rapport actualisera et fignera ces statistiques en fonction de l'année en cours (2004-2005).



**Figure 1.1 : Ventes de combustibles marins au Canada en 2002**

## 1.2 Objectif

L'objectif de cette étude est d'établir un rapport détaillé sur la disponibilité, la qualité et la quantité des combustibles marins vendus sur le marché canadien. Pour les besoins de ce rapport, on entend par bâtiments de mer les navires équipés de moteurs diesel d'une puissance nominale supérieure à 37 kW utilisés pour la propulsion et l'alimentation électrique auxiliaire. Ces moteurs équipent les bâtiments commerciaux de toutes sortes, notamment les navires hauturiers (navires de charge, navires-citernes et autres gros navires qui naviguent normalement en haute mer ou dans les Grands Lacs), les paquebots de croisière, les traversiers, les bâtiments de l'État (notamment de la Garde côtière canadienne/Pêches et Océans Canada et du ministère de la Défense nationale), les bateaux de pêche ainsi que les navires de travail et les remorqueurs le long des côtes.

4. Institut canadien des produits pétroliers, *Tracer la voie : efficacité énergétique et émissions du secteur maritime, transport maritime et qualité de l'air, Perspectives de l'ICPP*, janvier 2005.

Ce rapport abordera divers paramètres des combustibles marins vendus au Canada, notamment, sans toutefois s'y limiter :

- \* un aperçu des divers types et des diverses qualités des combustibles marins (distillats et résidus);
- \* un examen de la teneur en soufre des combustibles marins;
- \* un examen de la disponibilité actuelle et future des divers types et des diverses qualités de combustibles marins vendus dans les ports canadiens et dans les stations de ravitaillement;
- \* un examen de la quantité des divers types et des diverses qualités de combustibles marins disponibles.

### **1.3 Portée**

L'objectif déclaré a été atteint grâce à un examen approfondi de la chaîne canadienne d'approvisionnement en combustibles marins. Ce rapport décrit en détail l'itinéraire suivi entre les raffineries, les fournisseurs et les consommateurs, tandis que la qualité, la quantité et la disponibilité des carburants ont été calculées au sujet des qualités des combustibles marins résiduels et légers selon la région et le port ou l'agent de ravitaillement.

La portée de cette étude est la suivante : (i) déterminer l'offre, la demande et les coûts des combustibles marins; (ii) déterminer et décrire l'itinéraire suivi entre le producteur/importateur de fuel et le consommateur; (iii) déterminer les qualités des résidus et des distillats selon le fournisseur et la démographie des consommateurs; (iv) évaluer l'effet des éventuels règlements sur les fuels à faible teneur en soufre; (v) déterminer la disponibilité actuelle et future des carburants à faible teneur en soufre compte tenu des règlements potentiels et de la demande; (vi) évaluer le coût pour les producteurs et les consommateurs.

La méthodologie employée a été du type « ascendant », définissant au niveau du fournisseur ou de la source :

- \* les ventes actuelles et prévues de combustibles marins;
- \* les qualités des carburants actuels et les spécifications des combustibles marins;
- \* les coûts des résidus et des distillats actuels;
- \* la disponibilité des fuels à faible teneur en soufre;
- \* les sources/fournisseurs en amont et les chaînes d'approvisionnement;
- \* les méthodes actuelles de mélange des carburants;
- \* les bases de clients/consommateurs;
- \* les évaluations de la disponibilité future de combustibles marins à faible teneur en soufre.

Lorsqu'il n'y avait pas de données suffisamment détaillées, la méthode ascendante a été complétée par une approche descendante. On a évalué la disponibilité de fuels en fonction des options de gestion possibles et des stratégies utilisées (au niveau des raffineries et des agents de ravitaillement) pour assurer l'offre de fuels à plus faible teneur en soufre. On calculera également le coût des fuels à faible teneur en soufre.

Avec le concours de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), l'équipe de projet a préparé des questionnaires qui ont été remis aux intervenants de l'industrie. C'est ainsi que deux questionnaires ont été établis : le premier a été remis aux raffineries et aux importateurs et l'autre, aux agents/revendeurs de combustibles marins. On en trouvera des exemples à l'annexe A du rapport.

Les questionnaires comportaient des questions détaillées sur la production et les ventes actuelles (selon la qualité), sur la qualité des fuels (teneur en soufre) et les méthodes de mélange. En outre, on a organisé des consultations avec les raffineries et les fournisseurs pour déterminer les changements opérationnels qui s'imposent pour respecter les futures normes régissant les carburants.

Au besoin, des accords de confidentialité ont été signés, décrivant la façon dont l'équipe de projet pouvait utiliser les données fournies par chaque organisme participant. Ces accords précisent également les mesures que l'équipe de projet doit prendre pour assurer la protection des données. Ces accords comportent par ailleurs des directives sur la restitution ou la destruction des données confidentielles. Dans tous les cas, BMT a signé les accords fournis par les intervenants, qui divergent sous certains rapports et en ce qui concerne diverses dispositions. On en trouvera un exemple relativement détaillé à l'annexe B (dont le nom de l'intervenant a été effacé).

#### **1.4 Structure du rapport**

La section 1 tient lieu d'introduction générale du projet et présente également la principale terminologie employée et des données générales sur les combustibles marins et les systèmes de propulsion des navires. Le reste du rapport est structuré comme suit :

- \* *Section 2 – Examen de la réglementation* : évalue les règlements en vigueur et prévus qui régissent la teneur en soufre des combustibles marins au Canada, aux États-Unis et dans l'Union européenne. L'examen porte sur les conventions internationales, les règlements fédéraux/nationaux et les normes régionales (étatiques/provinciales). En particulier, cette section évalue les zones de contrôle des émissions de soufre (en vertu de l'OMI) et les options qui s'offrent au Canada d'harmoniser ses normes sur le mazout avec celles de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis.
- \* *Section 3 – Aperçu général du secteur maritime au Canada* : propose un portrait de la marine marchande du Canada, notamment des activités de navigation selon la région et les ports en fonction du type de navire, de sa taille, du service (navire de ligne/tramp), et de la demande de diverses qualités de combustibles marins.
- \* *Section 4 – Questions techniques et opérationnelles* : propose un bref examen des préoccupations que pourrait avoir l'industrie du transport maritime au sujet de l'exploitation des navires avec des fuels à faible teneur en soufre, notamment une évaluation des caractéristiques des fuels (comme la densité, la viscosité), les impératifs de pouvoir lubrifiant, les méthodes de remplacement de carburant, les impacts sur le navire/moteur et les préoccupations connexes en matière de sécurité et d'exploitation.

- \* *Section 5 – Aperçu des combustibles marins vendus au Canada* : dresse un portrait des procédés et des méthodes de raffinage au Canada et des diverses qualités de combustibles marins résiduels et à base de distillats disponibles sur le marché canadien. Cette section évalue les principales différences dans les caractéristiques des fuels selon la qualité, en déterminant notamment les qualités du pétrole brut. Les coûts se rattachant aux diverses qualités de fuels sont fournis par région et par source.
- \* *Section 6 – Aperçu de la qualité des combustibles marins au Canada* : précise la teneur en soufre des diverses qualités de combustibles marins vendus au Canada. Cette section évalue les quantités actuelles et historiques des qualités de fuels et précise les tendances futures en fonction des options de réglementation.
- \* *Section 7 – Chaîne d’approvisionnement canadienne en fuels marins* : brosse le portrait de la chaîne canadienne d’approvisionnement en combustibles marins, notamment les raffineries, les importateurs, les revendeurs et les détaillants/courtiers en combustibles marins. Cette section précise l’itinéraire suivi depuis le producteur jusqu’au consommateur selon la région, en évaluant notamment les méthodes actuelles de mélange et l’influence de la demande des consommateurs.
- \* *Section 8 – Disponibilité des fuels marins au Canada* : précise les sources d’approvisionnement, les tendances actuelles et prévues de l’offre et des ventes de combustibles marins, la qualité des fuels (teneur en soufre et variabilité) et la disponibilité actuelle de fuels à faible teneur en soufre selon la région.
- \* *Section 9 – Disponibilité future des fuels à faible teneur en soufre et coûts* : précise la disponibilité des fuels marins au Canada. Ventilée selon la région ou le port, l’analyse détermine la disponibilité future des carburants résiduels et à base de distillats à faible teneur en soufre. Les analyses évaluent la capacité des raffineurs et des importateurs à fournir des fuels à faible teneur en soufre de même que les technologies et les méthodes nécessaires pour produire les carburants de qualité supérieure requis. Cette section évalue également les coûts qui se rattachent à la réduction de la teneur en soufre des combustibles marins.

Des documents et des données d’appui sont fournis dans les annexes qui font l’objet de renvois tout au long du rapport.

### 1.5 Éclaircissement de la terminologie relative aux combustibles marins

Les sections qui suivent font allusion aux types et aux qualités de combustibles marins :

**Tableau 1.1 : Types et qualités de combustibles marins**

Type de carburant	Exemples de qualités de carburants	Nom commun dans l’industrie
Distillat	DMX, DMA, DMB, DMC	Gas-oil marin (MGO) ou carburant diesel marin (MDO)
Moyen	IFO 180, IFO 380, IFO 420	Mazout moyen (IFO)
Résidu	RMA – RML	Mazout ou fuel résiduel

L'industrie du transport maritime appelle couramment les fuels à base de distillats du gas-oil marin (MGO) ou carburant diesel marin (MDO); les carburants résiduels, du mazout lourd; et les carburants moyens, du mazout moyen (IFO). Dans le domaine du transport routier, « carburant diesel » désigne un distillat à 100 p. 100 alors que, dans l'industrie du transport maritime, gas-oil marin désigne généralement un mélange de fuels résiduels et à base de distillats. Le fuel à base de distillats à 100 p. 100 utilisé dans l'industrie du transport maritime porte le nom de MGO, ce qui indique qu'il a été transformé en gaz par ébullition avant d'être condensé en un combustible liquide. Les fractions non bouillies du brut sont les fuels résiduels. Différentes qualités de fuels résiduels sont produites par différentes méthodes de distillation dans les raffineries (selon les variations de la pression et de la température), ce qui peut entraîner des résidus de quantités légèrement plus importantes ou moins importantes de gas-oil dans les fractions non bouillies. Il est donc possible d'obtenir des qualités moyennes de mazout directement à partir de la méthode de distillation; à défaut de quoi, les mazouts moyens s'obtiennent en mélangeant des fuels résiduels avec des distillats<sup>5</sup>.

La norme prédominante qui régit les fuels marins dans le monde est la norme 8217 de l'Organisation internationale de normalisation. Parmi les autres sources ou organismes qui publient des normes sur les propriétés des combustibles, mentionnons (entre autres) : l'American Society for Testing and Materials (ASTM), le Conseil international des machines à combustion (CIMAC), le Guide to Petroleum Specifications de Platt et certaines grandes compagnies de raffinage et de commercialisation de produits pétroliers (comme Shell et Mobil). Il existe des normes au sujet des fuels marins légers (DMX, DMA, DMB et DMC) et de la plupart des fuels moyens d'usage courant.

Le DMX et le DMA sont normalement considérés comme représentatifs du MGO alors que le DMB et le DMC sont normalement assimilés au MDO; il s'agit d'un fuel léger plus lourd qui contient parfois une partie de pétrole résiduel. Les spécifications de l'ISO 8217 au sujet de la teneur en soufre, de la viscosité et de la densité sont résumées au Tableau 1.2.

On emploie une série de lettres pour identifier les fuels marins : (1) les fuels à base de distillats (« D ») ou résiduels (« R »); (2) les fuels marins (« M »); (3) selon la qualité (« A », « B », « C »). Ainsi, le DMA est un « fuel marin A à base de distillats », qui est le combustible le plus couramment utilisé dans les moteurs diesel de taille petite et moyenne. Le DMB provient généralement du DMA qui a été légèrement contaminé durant le stockage ou le transbordement. Le DMB n'est pas un produit fabriqué à dessein et, à ce titre, il n'est pas disponible dans tous les ports.

Le DMC peut être fabriqué à partir de fractions plus lourdes des distillats ou il peut s'agir d'un mélange de DMA et de fuels résiduels créé dans les stations d'avitaillement en fuels marins. Selon les spécifications de l'ISO, le DMC est un fuel « à base de distillats », même si on peut le considérer comme un fuel de type moyen étant donné que les spécifications autorisent son mélange avec du pétrole résiduel<sup>6</sup>. La quantité de mazout lourd qui peut être mélangé à du DMC

---

5. EPA des États-Unis, *In-Use Marine Diesel Fuel*, EPA420-R-99-027, août 1999, p. 4.

6. *Ibidem*, p. 9.

est normalement limitée par la viscosité du DMC, laquelle dépend de la qualité du fuel résiduel utilisé dans le mélange.

**Tableau 1.2 : Norme 8217 de l'ISO : spécifications des fuels marins 1996**

Caractéristique	FUELS MARINS						
	À base de distillats			Moyens		Résiduels	
	DMX	DMA	DMB	DMC	RME/F 25	RMG/H 35	RML 55
Densité à 15 °C, kg/m <sup>3</sup>	890		900	920	991	991	1 010
Viscosité cinématique, cSt, @ 40 °C	1,4 5,5	1,5 6	11	14	25 @100 °C	35 @100 °C	55 @100 °C
Point éclair (°C)	43	60	60	60	60	60	60
Point d'écoulement (°C), supérieur	-	-6	0	0	30	30	30
Résidu de carbone (%)	0,3μ	0,3μ	-	-	15/20	22	22
Cendres (%), max.	0,01	0,01	0,01	0,05	0,1/0,15	0,15	0,2
Eau (%), max.	-	-	0,3	0,3	1	1	1
Soufre (%), max.	1	1,5	2	2	5	5	5
Vanadium, mg/kg	-	-	-	100	200/500	300/600	600
Aluminium, mg/kg	-	-	-	25	80	80	80
Total des sédiments, mg/kg	-	-	-	0,1 %	0,1	0,1	0,1

Les spécifications internationales font état de 15 fuels résiduels différents dont les qualités sont désignées par les lettres A à L, ainsi que par un chiffre qui désigne la limite de viscosité en centistokes (cSt). C'est ainsi qu'un « fuel marin résiduel A » ayant une viscosité de 10 cSt à 100 °C porterait le code RMA10. L'IFO 180 et l'IFO 380 sont les fuels moyens les plus courants, les chiffres désignant les limites de viscosité à la température courante de manipulation du combustible, qui est de 50 °C. Ces valeurs équivalent à des viscosités de respectivement 25 et 35 cSt à 100 °C. C'est ainsi que la spécification officielle de l'IFO 180 est RME25 ou RMF25 et que celle de l'IFO 380 est RMG35 ou RMH35. Comme nous l'avons vu plus haut, les fuels moyens peuvent être fabriqués en les mélangeant ou non avec des distillats lourds. La diversité des fuels marins moyens et résiduels reflète les diverses propriétés des composantes résiduelles des sources mondiales de pétrole brut, de même que la diversité des spécifications de conception des moteurs<sup>7</sup>.

La viscosité est traditionnellement la principale, et souvent la seule caractéristique mentionnée dans l'achat des fuels marins. Outre cette propriété, qui décrit la résistance du combustible à l'écoulement, il existe plusieurs propriétés physiques importantes pour les fuels marins. Comme l'indique le Tableau 1.2, il faut mentionner le point éclair, la densité, la teneur en eau, le résidu de carbone, les asphaltènes, la cire, le soufre, les cendres, les sédiments par extraction, l'aluminium, le silicium, le sodium, le vanadium, l'énergie ou le pouvoir calorifique spécifique, la couleur, les additifs, les acides, la qualité d'allumage, la stabilité et la compatibilité.

7. *Ibidem.*

Le tableau 1.3 fournit une description plus précise de certaines des propriétés physiques des fuels marins<sup>8</sup>.

C'est le type de moteur qui détermine le type de fuel qu'il faut utiliser dans les moteurs des navires. Pendant la majeure partie des années 1960, les turbines à vapeur étaient les moteurs les plus couramment utilisés dans l'industrie maritime. Les impacts sur l'environnement n'étaient pas un problème et les ressources étaient jugées « illimitées », d'où l'utilisation généralisée de ces moteurs inefficaces; ils arrivaient à brûler des fuels de faible qualité et de forte viscosité et ils coûtaient relativement peu cher à entretenir.

Avec les crises du pétrole des années 1970, les économies de carburant ont exercé une influence nettement plus importante sur le choix des machines et les armateurs ont opté pour des moteurs diesel afin d'assurer la propulsion des navires et leur alimentation électrique auxiliaire. Les moteurs diesel étaient plus sensibles à la qualité du fuel que les turbines à vapeur, les moteurs diesel de propulsion brûlant généralement du fuel moyen (IFO), et les génératrices diesel brûlant des combustibles légers comme du MDO et du MGO. La fiabilité et l'économie des moteurs diesel sont telles qu'ils sont aujourd'hui les appareils de propulsion les plus courants en mer, très évolués sur le plan de la conception (comme les moteurs de locomotive à haute pression), sans compter qu'ils deviennent également plus respectueux de l'environnement.

**Tableau 1.3 : Propriétés physiques des fuels marins**

Propriété	Unités	Définition	Importance
Viscosité	cSt	Résistance à l'écoulement	Degré de préchauffage pour les procédés de pompage. Plus forte viscosité, moins bon allumage et moins bonne combustion.
Point éclair	°C	Température d'inflammabilité des vapeurs	Température minimum à laquelle des vapeurs sont générées; mesures de sécurité; plus faible est la valeur, plus le moteur s'allume facilement.
Densité	kg/m <sup>3</sup>	Rapport entre la masse et le volume	Moins les combustibles de soute sont denses, plus élevée est l'unité/masse d'énergie; les prix sont souvent donnés en \$/tonne et les livraisons sont mesurées en volume (m <sup>3</sup> ); les méthodes de purification du combustible dans le navire utilisent un différentiel de densité.
Teneur en eau	% vol.	Teneur en eau	Plus il y a d'eau, moins le combustible a de pouvoir calorifique; l'eau peut causer des problèmes aux injecteurs; elle forme une émulsion et des boues qui obstruent les filtres, ce qui interrompt l'écoulement.
Résidu de carbone	% pds	Carbone qui reste après la combustion totale	Aboutit à une combustion tardive et à des températures d'échappement élevées (ce qui endommage les pièces mobiles); indicateur de la tendance du carbone à se déposer et des propriétés de combustion.
Asphaltènes	% pds	Hydrocarbures à poids moléculaire élevé	Jouent un rôle dans la stabilité et la compatibilité d'un combustible; ce sont des matières qui brûlent lentement.

8. Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002, p. 11-12.

Propriété	Unités	Définition	Importance
Cire	°C	Quantité de cire dans le combustible	Avec une forte teneur en cire, les combustibles de soute sont difficiles à préchauffer; même s'ils ont un bon pouvoir calorifique, ils peuvent entraîner des problèmes de pompage et de stockage.
Soufre	% pds	Quantité de soufre dans le combustible	Les combustibles à plus forte teneur en soufre ont un plus faible contenu énergétique; ils forment des acides corrosifs pour le moteur et les pièces d'échappement.
Cendres, silicium, sodium, aluminium, vanadium	% pds	Substances inorganiques dans le combustible	Résidus qui endommagent les pièces mobiles; substances hautement abrasives qui endommagent le moteur; forment des sels qui entraînent des dépôts.
Pouvoir calorifique	Cal/g MJ/kg	Chaleur dégagée	Plus la valeur est élevée, plus grande est la quantité d'énergie produite par unité de combustible.
Qualité d'allumage	Indice de cétane	Facilité d'allumage	Plus l'indice est élevé, plus il est facile de faire démarrer les moteurs.
Stabilité	-	Changements de phase	Formation de particules en suspension ou de boues, incompatibilité avec d'autres combustibles.

Il était d'usage que le choix de combustible soit une question de rendement opérationnel, mais les progrès technologiques et les hausses de prix exercent depuis peu beaucoup d'influence sur le choix du combustible de soute d'un navire en particulier. Même si, dans les gros navires de charge, on constate un passage aux fuels résiduels, même pour alimenter les générateurs et les machines auxiliaires (concept de combustible unique), d'autres flottes (les navires à passagers, les bateaux de pêche, etc.) sont toujours limitées par l'espace nécessaire aux fuels résiduels ou les surcharges du moteur qui se rattachent aux fuels résiduels. De même, la décision d'utiliser des combustibles résiduels ou des distillats à bord des paquebots de croisière n'est pas simple.

Les générations les plus récentes de ces navires peuvent être propulsées par des turbines à gaz compactes et puissantes qui libèrent de l'espace pour les passagers à bord. Certains exploitants attachent également de la valeur aux avantages pour l'environnement des turbines à gaz, dont les émissions visibles sont faibles. Toutefois, par rapport aux moteurs diesel, les turbines à gaz offrent des économies de carburant nettement inférieures. De nombreux bâtiments de la marine utilisent des turbines à gaz en raison de la forte densité de puissance et de leurs délais d'intervention rapides.

Le tableau qui suit illustre les utilisations possibles des catégories de fuels marins à base de distillats.

**Tableau 1.4 : Catégories de fuels marins à base de distillats**

ISO 8217	Type	Viscosité à 40 °C (max.)	Utilisations/notes
DMX	MGO	5,5	Convient lorsque la température ambiante est basse. Indice de cétane élevé et point éclair réduit. Utilisé pour les machines d'urgence à l'extérieur de la salle principale des machines. Dans la marine marchande, son utilisation se limite aux moteurs des embarcations de sauvetage et aux génératrices de secours.
DMA	MGO	6,0	Distillat de qualité supérieure généralement utilisé pour les moteurs auxiliaires.
DMB	MDO	11,0	Distillat mélangé à certains résidus. Destiné à une utilisation dans les moteurs diesel qui ne sont pas conçus pour brûler du pétrole résiduel.
DMC	MDO	14,0	Carburant diesel à viscosité plus élevée. Essentiellement utilisé par les bateaux de pêche. Ne convient pas aux machines et aux usines de traitement du mazout qui ne sont pas conçues pour le fuel résiduel.

De même, les combustibles de qualité RM sont résumés ci-après :

**Tableau 1.5 : Catégories de fuels marins résiduels**

ISO 8217	Viscosité à 50 °C (max.)	Utilisations/notes
RMA10 à RMB10	40	Convient à une utilisation à faibles températures ambiantes dans les installations sans unités de préchauffage dans le réservoir de stockage, où un point d'écoulement inférieur à 240-300 °C est nécessaire. Le RMA10 a généralement une densité spécifique plus faible et une viscosité minimum pour améliorer les propriétés d'allumage.
RMC10 à RMH55	40 à 700	Combustibles qui réclament un traitement/épuration à bord dans des systèmes ordinaires d'extraction d'agents purifiants/clarifiants.
RMK35 à RML55	380 à 700	Combustibles destinés aux installations munies de séparateurs spécialement conçus pour le traitement des mazouts ayant des densités spécifiques plus élevées.

## 2 EXAMEN DE LA RÉGLEMENTATION

### 2.1 Examen des règlements qui s'appliquent dans le monde entier

Les sections qui suivent présentent les règlements en vigueur et proposés qui régissent les moteurs utilisés dans la marine et la limitation de la teneur en soufre des fuels marins. Ces règlements sont résumés par pays au Tableau 2.1.

**Tableau 2.1 : Résumé des règlements régissant les fuels marins**

Pays	Principaux éléments	Date d'entrée en vigueur
<b>International (OMI)</b>	Limitation globale de la teneur en soufre à 4,5 % (annexe VI de MARPOL)	19 mai 2005
	Limitation de la teneur en soufre à 1,5 % dans les ZCES désignées	19 mai 2006
<b>États-Unis</b>	Limitation de la teneur en soufre à 500 mg/kg (ppm) dans le carburant diesel pour la marine	1 <sup>er</sup> juin 2007
	Limitation de la teneur en soufre à 15 mg/kg (ppm) dans le carburant diesel pour la marine	1 <sup>er</sup> juin 2012
<b>Canada</b>	Limitation de la teneur en soufre à 500 mg/kg (ppm) dans le carburant diesel pour la marine	1 <sup>er</sup> juin 2007
	Limitation de la teneur en soufre à 15 mg/kg (ppm) dans le carburant diesel pour la marine	1 <sup>er</sup> juin 2012
<b>Union européenne</b>	Limitation de la teneur en soufre à 0,2 % pour le MGO/MDO	Entrée en vigueur
	Limitation de la teneur en soufre à 1,5 % dans la mer Baltique	11 août 2006
	Limitation de la teneur en soufre à 1,5 % pour les navires à passagers à destination/en provenance de l'UE	11 août 2006
	Limitation de la teneur en soufre à 1,5 % dans la mer du Nord	11 août 2007
	Limitation de la teneur en soufre à 0,1 % pour les navires dans les eaux intérieures et à quai	1 <sup>er</sup> janvier 2010 – prévue

#### 2.1.1 Administrations internationales

À l'échelle internationale, la *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires*, mieux connue sous l'appellation de MARPOL 73/78, est la principale convention internationale qui régit la prévention de la pollution du milieu marin par les navires attribuable à des causes opérationnelles ou accidentelles. Cette convention regroupe deux traités adoptés respectivement en 1973 et 1978 et actualisés par des modifications au fil des ans. La Convention MARPOL est surveillée par l'OMI, institution spécialisée des Nations Unies responsable des mesures relatives à la navigation internationale. Le traité comporte six annexes (l'annexe VI traite de la pollution de l'atmosphère par les navires), qui visent un certain nombre de polluants différents et d'opérations à bord qui nuisent à la qualité de l'air (notamment les NO<sub>x</sub>, la qualité du combustible, les SO<sub>x</sub>, les incinérateurs, les substances qui appauvrissent la couche d'ozone et les composés organiques volatils).

L'annexe VI de la Convention MARPOL, *Règles relatives à la prévention de la pollution de l'atmosphère par les navires*, fait partie du Protocole de 1997 sur la Convention MARPOL qui a

été adopté à la Conférence des États Parties à la Convention MARPOL. L'annexe est entrée en vigueur le 19 mai 2005, après avoir respecté l'impératif de ratification, c'est-à-dire au moins 15 États représentant au moins 50 p. 100 du tonnage de la flotte mondiale de commerce. L'annexe s'applique à tous les navires des États du pavillon qui ont ratifié le Protocole de 1997. En outre, les prescriptions de l'annexe VI s'appliquent aux navires des États non signataires pendant qu'ils naviguent dans les eaux relevant des compétences des Parties au Protocole de 1997. Dans le cas des États du pavillon qui ratifient le Protocole de 1997 après la date d'entrée en vigueur, les prescriptions de l'annexe entreront en vigueur trois mois après la date de signature<sup>9</sup>.

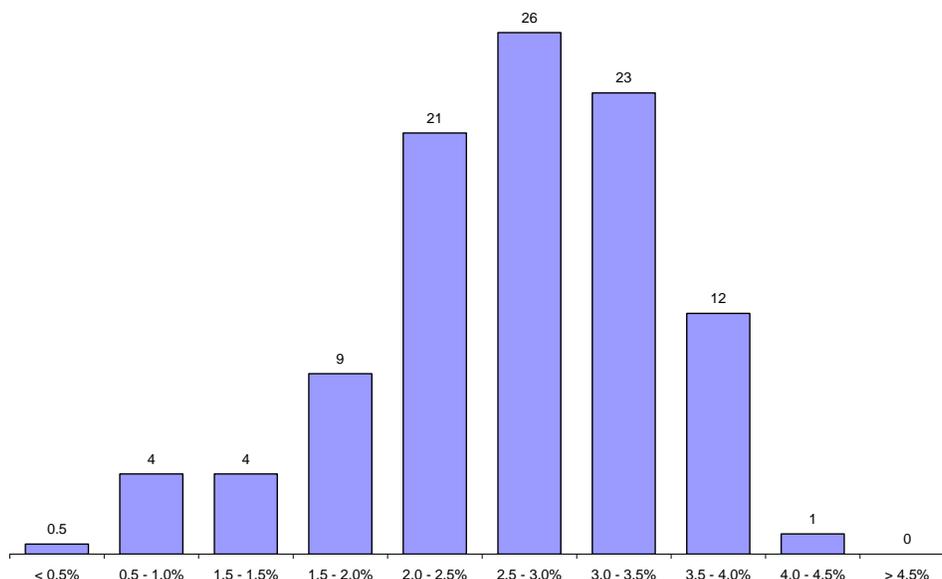
Pour limiter les émissions de SO<sub>x</sub>, l'annexe VI fixe à 4,5 p. 100 la teneur en soufre du mazout utilisé à bord des navires, quel que soit la qualité du combustible ou le type d'appareil à combustion où il est brûlé<sup>10</sup>. De plus, l'annexe VI établit des zones de contrôle des émissions de SO<sub>x</sub> (ZCES) où les normes sur la qualité des combustibles sont plus strictes. Depuis 1999, le Comité de la protection du milieu marin administre un programme de surveillance du soufre. Celui-ci est exécuté parallèlement aux programmes d'analyse du mazout exécutés par des organismes tiers (comme l'American Bureau of Shipping, Det Norske Veritas et le Registre de la Lloyd's). À ce jour, ce programme a porté sur près de 300 000 livraisons représentant environ 280 millions de tonnes de fuel résiduel. Les résultats montrent que le nombre de cas où la teneur en soufre dépassait 4,5 p. 100 est négligeable, et que la teneur en soufre moyenne est de 2,7 p. 100 (voir la Figure 2.1)<sup>11</sup>.

---

9. American Bureau of Shipping, *Understanding MARPOL Annex VI, A Guide for Ship Owners*, Houston, 2005, p. 1.

10. Organisation maritime internationale, *Entrée en vigueur en 2005 des règles sur la pollution de l'atmosphère*, [www.imo.org/newsroom](http://www.imo.org/newsroom).

11. Organisation maritime internationale, *Annexe VI de la Convention MARPOL 73/78 – Limites des NO<sub>x</sub> et des SO<sub>x</sub>*, août 2004, <http://www.eagle.org/regulatory/noxsoxpaperaug04.pdf>.



**Figure 2.1 : Résumé du Programme de surveillance du soufre du Comité de la protection du milieu marin, 1999-2003 (% d'échantillons)**

Comme l'indique le programme de surveillance, la limite de 4,5 p. 100 ne représente pas une restriction importante aux approvisionnements actuels en fuels; toutefois, elle est inférieure à la limite maximale fixée actuellement pour la plupart des qualités de fuels résiduels dans la spécification de la norme ISO 8217 (voir la section 1.5). Ainsi, le véritable impact de l'annexe VI se fera sentir dans les ZCES désignées.

La mer Baltique a été la première zone désignée ZCES par l'OMI. De plus, à la 44<sup>e</sup> réunion du Comité de la protection du milieu marin en mars 2000, on a convenu que la mer du Nord (laquelle englobe la Manche) répondait aux critères nécessaires pour être désignée ZCES après l'entrée en vigueur de l'Annexe.

Dans une ZCES, la prescription est soit un plafond de 1,5 p. 100 de la teneur en soufre du fuel utilisé à bord des navires, soit un système d'épuration des gaz d'échappement, soit un autre dispositif équivalent qui aboutit à une valeur globale des émissions de 6,0 g de SO<sub>x</sub>/kWh ou moins<sup>12</sup>. À court terme, on prévoit que la majorité des bâtiments existants s'efforceront de se conformer aux prescriptions de la ZCES en limitant la teneur en soufre des fuels comme principale option de contrôle. Des systèmes d'épuration des gaz d'échappement sont actuellement expérimentés par un petit nombre d'armateurs. À plus long terme, la méthode de conformité privilégiée dépendra des coûts, de la fiabilité, de la conception et des impacts opérationnels des différentes options de contrôle.

L'atteinte de cet objectif au moyen de fuels résiduels ou de gas-oil à faible teneur en soufre (qui ont intrinsèquement une teneur en soufre inférieure à la valeur limite) dépendra de facteurs

12. Agren, C., *Instead of Low-Sulphur Fuel*, Acid News 3, septembre 2003, p. 3.

comme le profil prévu d'exploitation du navire, les réservoirs de soute, les systèmes de transvasement et l'écart de prix entre les diverses qualités. Quoiqu'il en soit, les lignes directrices du Comité de la protection du milieu marin régissant l'approbation des systèmes d'épuration des gaz d'échappement ou d'autres options de contrôle principales comme le mélange à bord viennent tout juste d'être adoptées en juillet 2005.

Les prescriptions s'appliquant à une ZCES ne s'appliqueront pas aux navires qui naviguent dans une ZCES au cours de la première année après la date d'entrée en vigueur de l'annexe VI ou, lorsque ces zones sont désignées après cette date, la première année après une telle désignation. Ainsi, si l'on se fonde sur la date d'entrée en vigueur de l'annexe VI, qui est le 11 août 2005, la ZCES de la mer Baltique prendra effet à compter du 11 août 2006. La ZCES de la mer du Nord a été officiellement acceptée à la 53<sup>e</sup> réunion du Comité de la protection du milieu marin en juillet 2005 et entrera en vigueur le 21 novembre 2006, d'où la date d'entrée en vigueur 12 mois plus tard.

### 2.1.2 Règlements en vigueur aux États-Unis

En mai 2004, l'EPA des États-Unis a publié un « Advanced Notice of Proposed Rulemaking », s'inscrivant dans son intention de proposer des normes plus strictes sur les émissions [NO<sub>x</sub> et HC] des moteurs diesel des bâtiments de catégories 1 et 2<sup>13</sup>. En vertu de l'EPA des États-Unis, les moteurs diesel de catégories 1 et 2 dans la marine désignent les moteurs dont la cylindrée par cylindre se situe entre 2,5 et 30 L; qui servent généralement à propulser de plus petits bâtiments comme des remorqueurs, des navires de ravitaillement, des bateaux de pêche et d'autres bâtiments commerciaux et navires de la flotte intégrée de l'État. Ces moteurs servent également de génératrices autonomes pour l'alimentation électrique auxiliaire. Les moteurs de catégorie 3 sont ceux dont la cylindrée par cylindre est supérieure à 30 L et qui sont généralement utilisés à bord des bâtiments hauturiers de plus grandes dimensions.

Reconnaissant le besoin de réduire les émissions au-delà des normes en vigueur, l'Advanced Notice of Proposed Rulemaking a insisté sur l'utilisation de techniques antipollution évoluées (comme la réduction catalytique sélective) sur les moteurs diesel des locomotives et des navires. En outre, l'EPA des États-Unis a fait observer que l'utilisation de ces technologies ne serait pas possible sans modifier la qualité des combustibles (c.-à-d. un abaissement de la teneur en soufre).

En même temps (mai 2004), pour remédier aux problèmes de qualité des carburants, l'EPA des États-Unis a adopté la *Clean Air Nonroad Diesel Rule*<sup>14</sup>. Pour des motifs historiques, l'EPA utilise l'expression « non routier » alors que le Canada (Transports Canada et Environnement Canada) emploie l'expression « hors route ». Ces deux expressions sont jugées identiques dans le corps du texte. La règle finale prescrit une norme en deux étapes sur la teneur en soufre des carburants diesel hors route, des locomotives et des navires qui devrait permettre de nettement

---

13. EPA des États-Unis, *Nonroad Engines, Equipment, and Vehicles*, <http://www.epa.gov/otaq/marine.htm> (disponible en anglais seulement).

14. EPA des États-Unis, Federal Registry, *Control of Emissions of Air Pollution from Nonroad Diesel Engines and Fuel Proposed Rule*, Part II, 40 CFR Parts 69, 80, 89 *et al.*, mai 2003.

réduire les émissions de SO<sub>2</sub> et de particules de sulfate (en éliminant 99 p. 100 du soufre des carburants diesel d'ici 2010)<sup>15, 16</sup>.

À compter du 1<sup>er</sup> juin 2007, les raffineries seront tenues de produire des carburants diesel NRLM ayant une teneur en soufre maximum de 500 ppm (mg/kg). Puis, à compter du 1<sup>er</sup> juin 2010, la teneur en soufre sera ramenée à un maximum de 15 ppm (mg/kg) pour les moteurs diesel hors route. La teneur en soufre des carburants diesel des locomotives et des navires sera ramenée à 15 ppm (mg/kg) à compter du 1<sup>er</sup> juin 2012<sup>17</sup>.

Ces règlements ne s'appliquent pas aux fuels marins résiduels que brûlent généralement les plus gros bâtiments ou moteurs<sup>18</sup>. Les régulateurs de carburant ne concernent que les fuels marins à base de distillats brûlés par les moteurs de catégorie 1 et de catégorie 2, notamment les moteurs qui servent à propulser les navires le long des côtes et dans les eaux intérieures de même que les génératrices autonomes destinées à l'alimentation électrique auxiliaire à bord de nombreux types de navires.

À l'issue de nombreuses évaluations des options et d'analyses de la réglementation, l'EPA a conclu que les raffineries pouvaient facilement respecter les normes d'une limitation de la teneur en soufre à 500 ppm (mg/kg) et à 15 ppm (mg/kg) pour les carburants diesel NRLM. L'EPA prévoit que les raffineries utiliseront la technologie classique de désulfuration pour se conformer à la norme de 2008, qui est la technologie même qu'on utilise actuellement pour fabriquer des carburants diesel routiers dont la teneur en soufre est de 500 ppm (mg/kg). Grâce à l'expérience acquise sur la norme sur le soufre routier de 1993, l'échéance de 2007 offre aux raffineries un délai suffisant pour se conformer à ce nouveau plafond. Pour respecter la limitation d'une teneur en soufre à 15 ppm (mg/kg), les raffineries pourront mettre à profit l'expérience acquise grâce au respect de la norme comparative sur le carburant diesel routier qui est entrée en vigueur en 2006<sup>19</sup>.

Pour ce qui est des fuels résiduels utilisés par les moteurs de catégorie 3, l'EPA craint que « la réglementation des combustibles vendus aux États-Unis n'assure pas forcément l'utilisation de fuels à plus faible teneur en soufre dans les eaux américaines, étant donné que les navires peuvent acheter leur combustible dans d'autres pays »<sup>20</sup>. Ainsi, parallèlement aux faits nouveaux au Canada, l'EPA des États-Unis étudie actuellement la possibilité de désigner l'Amérique du Nord (ou certaines de ses parties) comme ZCES en vertu du procédé international (OMI) relatif à la consommation de fuels résiduels à plus faible teneur en soufre.

---

15. EPA des États-Unis, National News, *New Clean Diesel Rule Major Step in a Decade of Progress*, 11 mai 2004.

16. EPA des États-Unis, *Final Regulatory Analysis : Control of Emissions from Nonroad Diesel Engines*, EPA420-R-04-007, mai 2004, p. ES-5.

17. *Ibidem*.

18. EPA des États-Unis, Federal Registry, *Draft Regulatory Impact Analysis : Control of Emissions from Nonroad Diesel Engines*, EPA420-R-03-008, avril 2003, p. ES-2.

19. EPA des États-Unis, *Final Regulatory Analysis*, mai 2004, p. ES-6.

20. EPA des États-Unis, Federal Registry, *Control of Emissions from new Marine Compression-Ignition Engines at or Above 30 Litres per Cylinder; Final Rule, Part II*, 40 CFR Parts 9 and 94, février 2003. p. 9751.

Outre l'EPA fédérale, plusieurs États ont examiné leurs propres règlements sur les combustibles plus propres, la Californie et l'Alaska affichant les progrès les plus notables. Le California Air Resource Board (CARB) a mis en place un certain nombre de programmes qui visent ou qui englobent les bâtiments de mer. Dans le contexte de la présente étude, la Californie a adopté un projet de loi (projet 2135, août 2000) en vertu duquel tous les traversiers à passagers qui transportent plus de 75 passagers doivent utiliser du carburant diesel routier (<500 ppm) depuis le 31 janvier 2002. En phase avec le règlement de l'EPA sur les carburants hors route, le CARB étudie par ailleurs d'autres modifications en vue de réduire les exigences à une teneur en soufre ultrafaible (<15 ppm)<sup>21</sup>.

En Alaska, un accord volontaire conclu entre l'État et les exploitants de pétroliers (Polar Tankers Inc./Phillips Petroleum Corp.) garantit que les navires utilisent du mazout à très faible teneur en soufre (<0,5 %) lorsqu'ils entrent dans le port de Valdez ou qu'ils sont amarrés à quai.

### 2.1.3 Règlements en vigueur au Canada

**Transports Canada :** la *Loi sur la marine marchande du Canada*, appliquée par Transports Canada, confère le pouvoir de réglementer les émissions des cheminées des navires. Le *Règlement régissant la pollution de l'atmosphère par les navires*, adopté en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada*, fixe des limites à la densité de la fumée émise par « toute installation de combustion de combustibles à bord d'un navire ». Toutefois, ce règlement a une applicabilité restreinte car il ne s'applique que dans la limite d'un mille marin des côtes<sup>22</sup>.

Dans le contexte international, le Canada a adhéré à la Convention MARPOL 73/78 en 1992, mais il n'a pas encore ratifié l'annexe VI. En vertu de son « projet de réforme de la réglementation », Transports Canada actualise présentement la *Loi sur la marine marchande du Canada*, qui portera le nom de *Loi sur la marine marchande du Canada de 2001 (Loi sur la marine marchande du Canada de 2001)*, ce qui prévoit l'entrée en vigueur d'un nouvel ensemble de règlements d'ici 2006. En vertu du projet de *Règlement sur la prévention de la pollution par les navires, Division 6 – Atmosphère*, la *Loi sur la marine marchande du Canada de 2001* reflète les prescriptions de l'annexe VI de la Convention MARPOL, c'est-à-dire une limitation à 4,5 p. 100 de la teneur en soufre des combustibles et l'adoption des normes de l'OMI sur les NO<sub>x</sub><sup>23</sup>.

De ce fait, la réglementation canadienne sera harmonisée avec la réglementation internationale. Reconnaissant la désignation de ZCES par l'OMI, la *Loi sur la marine marchande du Canada de 2001* comporte des prescriptions au sujet des navires battant pavillon canadien lorsqu'ils naviguent dans ces zones de contrôle désignées.

---

21. Genesis Engineering Inc., *Technologies and Other Options for Reducing Marine Vessel Emissions in the Georgia Basin*, présenté à Environnement Canada, mai 2003, p. 90; et *Fuel Quality Options for the Reduction of Marine Vessel Emissions in the Georgia Basin*, juillet 2002.

22. Melious, J. D., *Transboundary Air Quality Management Models : Options for Western Canada/United States*, préparé pour Environnement Canada, avril 2003, p. 50.

23. Transports Canada, *Loi sur la marine marchande du Canada de 2001, Projet de réforme de la réglementation – Phase 1, Règlement sur la prévention de la pollution par les navires*, révisé le 7 janvier 2004, p. 82-86.

Les règles de l'annexe VI sont adoptées au complet, reconnaissant que les systèmes d'épuration des gaz d'échappement sont une solution de rechange aux combustibles à faible teneur en soufre (1,5 p. 100), que tout système d'épuration des gaz d'échappement (p. ex. les épurateurs à l'eau de mer) doit être approuvé par le ministre des Transports. Le ministre devra également approuver les critères régissant les éventuels rejets de déchets dans les ports, les havres et les estuaires abrités.

**Environnement Canada :** la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, appliquée par Environnement Canada, a fait l'objet de nombreuses révisions en 1999 afin de « contribuer au développement durable par la prévention de la pollution et la protection de l'environnement, de la vie humaine et de la santé contre les risques qui se rattachent aux substances toxiques »<sup>24</sup>.

En février 2001, le gouvernement fédéral a publié un programme exhaustif échelonné sur dix ans pour des véhicules, des moteurs et des carburants moins polluants (le programme fédéral) dans la *Gazette du Canada*. Dans le cadre du programme fédéral, Environnement Canada élabore des règlements en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] afin d'harmoniser les normes canadiennes sur les émissions d'un vaste éventail de véhicules et de moteurs routiers et hors route avec celles de l'EPA des États-Unis (et, dans une certaine mesure, avec les normes élaborées dans l'Union européenne)<sup>25</sup>. Par exemple, la partie 7 de la LCPE (1999) confère le pouvoir de réglementer les émissions des carburants (Division 4) et des véhicules et des moteurs (Division 5) en conformité avec les règles de l'EPA des États-Unis. Il faut signaler toutefois que ces règlements ne s'appliquent pas aux véhicules ou aux moteurs marins<sup>26</sup>. Les émissions des moteurs marins sont réglementées par la *Loi sur la marine marchande du Canada*.

De même, en mai 2004, Environnement Canada a publié le projet de *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*, qui introduit des normes sur les émissions des gaz d'échappement pour les moteurs diesel servant à des applications hors route, par exemple les moteurs qui actionnent les machines utilisées dans les secteurs du bâtiment, des mines, de l'agriculture et de la foresterie<sup>27</sup>. Le Règlement établit des normes canadiennes sur les émissions qui sont en conformité avec les règles de l'EPA des États-Unis régissant les moteurs diesel hors route. Toutefois, les moteurs diesel (d'une puissance supérieure à 37 kW ou 50 HP) installés à bord des navires de mer en sont exclus.

Le Règlement s'applique aux moteurs des millésimes 2006 et suivants et il englobe les normes des groupes 2 et 3 de l'EPA. Environnement Canada songe également à préserver l'harmonisation avec les règles de l'EPA régissant les moteurs diesel hors route en adoptant les

---

24. Environnement Canada, *Lois et règlements environnementaux*, [www.ec.gc.ca/EnviroRegs](http://www.ec.gc.ca/EnviroRegs).

25. Environnement Canada, *Règlements en vigueur, Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*, DORS/2002-254.

26. Ministère de la Justice du Canada, *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, <http://lois.justice.gc.ca/fr>.

27. Environnement Canada, *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*, mai 2004.

normes du groupe 4 (2008) pour les moteurs diesel hors route<sup>28</sup>. Reconnaissant que les normes régissant les émissions des moteurs diesel hors route du groupe 4 ne sont pas faisables sans modifications parallèles des carburants, Environnement Canada a publié un document de travail en août 2003<sup>29</sup> au sujet de la réduction de la teneur en soufre du carburant diesel hors route au Canada. Contrairement aux règlements ci-dessus, ces normes sur les carburants englobent les carburants diesel pour les navires (voir l'analyse qui suit).

Une série de projets de règlement ont été publiés dans la *Gazette du Canada* en octobre 2004<sup>30</sup>. Le *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel* est depuis entré en vigueur sous le régime des articles 140 et 330 de la LCPE (1999). Parmi les principaux éléments qui ont trait aux carburants diesel pour les navires, mentionnons :

- \* à compter du 1<sup>er</sup> juin 2007, le soufre dans les carburants diesel hors route, ferroviaires et marins qui sont produits ou importés au Canada pour y être utilisés ou vendus sera limité à une teneur maximale de 500 mg/kg;
- \* à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2007, le soufre dans les carburants diesel hors route, ferroviaires et marins qui sont vendus ou mis en vente au Canada sera limité à une teneur maximale de 500 mg/kg;
- \* à compter du 1<sup>er</sup> juin 2012, le soufre dans les carburants diesel hors route, ferroviaires et marins qui sont produits ou importés au Canada pour y être utilisés ou vendus sera limité à une teneur maximale de 15 mg/kg; le carburant diesel qui est vendu ou mis en vente pour les locomotives ou les bâtiments de mer demeurera assujéti au plafond de 500 mg/kg.

Les règlements canadiens sur les carburants diesel marins sont harmonisés avec la *Clean Air Nonroad Diesel Rule* de l'EPA des États-Unis, puisqu'ils limitent la teneur en soufre à 500 ppm (mg/kg) en 2007. La deuxième étape entrera en vigueur en 2012, lorsque la limite de soufre sera réduite à 15 ppm (mg/kg). Il faut signaler toutefois que (après 2012) le carburant diesel produit ou importé pour être utilisé dans les locomotives et les bâtiments de mer sera assujéti à la limite de 15 ppm (mg/kg), alors que la vente de carburant diesel destiné à ces utilisations sera assujéti à la limite de 500 mg/kg. Cette différence s'explique par le fait qu'une partie du carburant diesel sera contaminée dans le circuit de distribution et qu'un point de vente de ces volumes de carburant sera nécessaire.

Si l'on examine l'introduction générale des fuels marins à la section 1.5, il paraît utile de préciser quels carburants diesel marins sont visés par les normes sur le soufre. L'approche fondamentale est que la norme s'applique à tout carburant diesel utilisé ou destiné aux moteurs diesel utilisés à bord des bateaux. Toutefois, les moteurs diesel utilisés à bord des bateaux peuvent brûler toute une diversité de carburants, allant des carburants diesel n° 1 et n° 2 aux mélanges de fuels

---

28. *Gazette du Canada*, Partie I, vol. 138, n° 19, LCPE (1999), *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*, mai 2004.

29. Environnement Canada, Division des combustibles, *Réduction de la teneur en soufre du carburant diesel hors route au Canada, Document de travail sur l'élaboration d'un règlement canadien harmonisé avec la nouvelle norme des États-Unis*, août 2003.

30. *Gazette du Canada*, Partie I, vol. 138, n° 40, LCPE (1999), *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*, octobre 2004, p. 2703-2729.

résiduels qui sont utilisés dans les plus gros moteurs. Les nouvelles normes n'ont pas pour but de viser tous ces carburants, et *les fuels résiduels (toutes les qualités RM) ne sont pas assujettis aux normes sur le soufre.*

Si l'on compare les règlements aux spécifications de la norme ISO 8217 au sujet des fuels marins et étant donné que les règlements canadiens sont entièrement harmonisés avec les normes de l'EPA des États-Unis, *les règlements s'appliquent à toutes les qualités de carburant DMX et DMA.* Comme nous l'avons vu plus haut, les qualités DMB peuvent comporter une trace de fuel résiduel, qui peut avoir une forte teneur en soufre. La contamination par le fuel résiduel survient généralement dans le circuit de distribution, lorsque le distillat est chargé à bord d'un navire par un chaland qui a transporté au préalable du fuel résiduel, ou en utilisant les mêmes lignes d'avitaillement que celles qu'on utilise pour le fuel résiduel. Le DMB est produit lorsque des combustibles comme le DMA sont chargés à bord du navire de cette manière. Les règlements s'appliquent aux distillats utilisés pour produire le DMB, par exemple le distillat de DMA, jusqu'au moment où il devient du DMB. *Toutefois, le DMB proprement dit n'est pas assujetti aux normes sur le soufre.*

Le DMC est une qualité de fuel marin qui peut contenir une certaine quantité de fuel résiduel et qui est souvent un mélange de fuels résiduels. Il s'obtient en mélangeant un fuel à base de distillats avec un fuel résiduel, par exemple dans un lieu en aval dans le circuit de distribution. Les règlements s'appliquent au distillat qui sert à produire le DMC, jusqu'au moment où il est mélangé au fuel résiduel pour donner du DMC. *Toutefois, le DMC proprement dit n'est pas assujetti aux normes sur le soufre*<sup>31</sup>.

#### 2.1.4 Union européenne

Le principal règlement qui régit les émissions des navires de haute mer dans l'Union européenne est la *Directive 1999/32/CE* sur la teneur en soufre des carburants liquides. Cette directive oblige les États membres à s'assurer que les fuels marins<sup>32</sup> utilisés dans les eaux territoriales ne dépassent pas une limite prescrite de 0,2 p. 100 de soufre<sup>33</sup>; elle oblige les États membres à s'assurer que, si les navires utilisent des fuels à base de distillats dans la Communauté (dans les eaux territoriales, y compris dans la limite de 12 milles marins à partir du rivage et dans les voies navigables intérieures), la teneur en soufre de ces fuels marins à base de distillats doit être égale ou inférieure à 0,2 p. 100. La directive fixe également les limites de soufre pour les fuels lourds et les gas-oils utilisés dans les eaux intérieures, alors que les fuels lourds marins sont réglementés par l'OMI.

En d'autres termes, les navires doivent s'assurer que, s'ils utilisent des fuels à base de distillats, leur teneur en soufre ne doit pas dépasser la limite prescrite. Toutefois, les dispositions relatives à la teneur en soufre des fuels résiduels marins sont limitées. Selon certains, cette omission aurait

---

31. Environmental Protection Agency des États-Unis, *Federal Register*, Part II, vol. 69, n° 124, juin 2004, p. 39041.

32. Dans la directive, les fuels marins sont définis de manière à inclure tous les fuels marins à base de distillats : qualités DMX et DMA, connue sous l'appellation de MGO, mais également les qualités DMB et DMC, connues sous l'appellation de MDO.

33. Commission des communautés européennes, *Stratégie de l'Union européenne visant à réduire les émissions dans l'atmosphère des navires de haute mer*, Bruxelles, vol. I, novembre 2002.

accélérala tendance préexistante au recours exclusif aux fuels lourds en permanence dans l'intérêt de l'économie. C'est ainsi que, depuis novembre 2002, la Commission européenne a accompli d'importants efforts pour modifier la Directive 1999 afin de réduire les émissions de dioxyde de soufre et de particules par les navires<sup>34</sup>.

Un accord politique a été conclu en juin 2004, lorsque les ministres de l'Environnement des 25 États membres ont approuvé les modifications proposées par la Commission européenne à la directive existante.

En bref, le Conseil de l'environnement a convenu de « réduire les émissions de SO<sub>2</sub> des navires dans l'Union européenne de plus de 500 000 tonnes par an à compter de 2007, ces réductions visant à avoir les retombées les plus intéressantes possibles aux alentours des ports et des côtes densément peuplées et dans les écosystèmes sensibles aux émissions acides »<sup>35</sup>. Les principales dispositions de l'accord de 2004 prévoient les modifications suivantes à la Directive 1999 :

- \* une limitation à 1,5 p. 100 de la teneur en soufre des combustibles marins utilisés par tous les navires dans la mer Baltique, la mer du Nord et la Manche (ce qui concorde avec les limites de l'annexe VI de la Convention MARPOL dans les ZCES);
- \* la même limitation à 1,5 p. 100 de la teneur en soufre à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour les combustibles marins utilisés par les navires à passagers assurant des liaisons régulières entre des ports de l'Union européenne (ce qui vise à améliorer la qualité de l'air aux alentours des ports et des côtes et à créer une demande suffisante pour assurer l'approvisionnement de toute l'Union européenne en fuels à faible teneur en soufre)<sup>36</sup>;
- \* une limitation à 0,2 p. 100 de la teneur en soufre pour les combustibles marins utilisés par les navires de navigation intérieure et par les navires de mer mouillant dans des ports de l'Union européenne. Le Conseil a accepté une limitation plus stricte de 0,1 p. 100 (initialement prévue pour janvier 2008) retardée jusqu'en janvier 2010, ce qui donne aux navires à carburant unique le temps d'adapter leurs soutes à combustible.

Pour ce qui est de la surveillance et de l'application, « les États membres prendront toutes les mesures nécessaires pour s'assurer que les fuels marins ne sont pas utilisés dans les secteurs de leur mer territoriale, de leurs zones économiques exclusives et de leurs zones de contrôle de la pollution situées dans les limites des ZCES si la teneur en soufre de ces fuels dépasse 1,5 p. 100. Cela s'applique aux navires battant tous les pavillons, y compris ceux dont le périple a débuté à l'extérieur de la Communauté »<sup>37</sup>. Ils sont également responsables de l'application, du moins en ce qui concerne : (i) les navires battant leur propre pavillon; et (ii) dans le cas des États membres limitrophes de ZCES, les navires de tous les pavillons qui mouillent dans leurs ports. Cela vaut

---

34. Commission des communautés européennes, *Proposition d'une directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la Directive 1999/32/CE sur la teneur en soufre des carburants liquides*, Bruxelles, vol. II, novembre 2002.

35. EUROPA, Communiqué de presse, *La politique des « navires propres » progresse après des années à vitesse réduite*, Bruxelles, 28 juin 2004.

36. Agren, C., *Tighter Limits for Sulphur in Fuels*, Acid News 1, février 2003, p. 4.

37. Conseil de l'Union européenne, *Directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la Directive 1999/32/CE en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins, Accord politique*, juin 2004, p. 13.

également pour les navires à passagers, où les États membres doivent faire respecter la norme de 1,5 p. 100 aux navires qui battent leur pavillon et à tous les navires qui battent d'autres pavillons et qui mouillent dans leurs ports. Les États membres exigeront le remplissage exact des journaux de bord des navires, notamment des opérations de changement de carburant, avant de laisser un navire entrer dans un port de la Communauté.

De plus, ils devront s'assurer que la teneur en soufre de tous les fuels marins vendus sur leur territoire est documentée par le fournisseur dans une note de livraison de soufre, accompagnée d'un échantillon sous scellé, et ils devront veiller à ce que les fuels marins (à base de distillats) ne soient pas mis sur le marché de leur territoire si leur teneur en soufre dépasse 1,5 p. 100<sup>38</sup>. La Directive 1999/32/CE s'applique à tous les utilisateurs de fuel. Elle ne s'applique pas directement aux fournisseurs, ce qui signifie que les distillats qui ont une plus forte teneur en soufre (jusqu'à 1,5 p. 100) peuvent être mis à la disposition des ports dans toute l'Europe<sup>39</sup> et, du reste, le sont toujours.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010, les États membres devront prendre toutes les mesures nécessaires pour s'assurer que les navires suivants n'utilisent pas de fuels marins dont la teneur en soufre dépasse 0,1 p. 100 :

- \* les navires dans les voies navigables intérieures;
- \* les navires mouillant dans les ports de la Communauté; cela donne suffisamment de temps à l'équipage pour effectuer le passage nécessaire à d'autres fuels dès que possible après être arrivé à quai et le plus tard possible avant le départ.

Toutefois, la limitation de 0,1 p. 100 ne s'applique pas :

- \* chaque fois que, selon les horaires publiés, des navires doivent mouiller pendant moins de deux heures;
- \* les navires dans les voies navigables intérieures titulaires d'un certificat SOLAS 1974, pendant qu'ils sont en mer.

À défaut d'utiliser des fuels marins à faible teneur en soufre, les États membres peuvent autoriser les navires à utiliser des technologies d'assainissement approuvées, sous réserve que ces navires<sup>40</sup> :

- \* réduisent leurs émissions dans une mesure (au moins) équivalente à celle qui serait atteinte en vertu de la limitation de la teneur en soufre du carburant spécifié;
- \* prouvent amplement que les flux de déchets rejetés dans les ports, les havres et les estuaires abrités sont sans impacts sur les écosystèmes, d'après les critères transmis par les autorités des États du port à l'OMI.

---

38. *Ibidem*, p. 14.

39. Commission européenne, *Quantification of emissions from ships associated with ship movements between ports in the European Community*, par Entec UK Limited, juillet 2002, p. 75.

40. Conseil de l'Union européenne, juin 2004, p. 17.

## 2.2 Détermination de l'impact sur les industries nationales

Les divers règlements ci-dessus auront une incidence sur les sous-secteurs du raffinage et de l'avitaillement en carburant de même que sur l'industrie maritime nationale et internationale.

Comme nous le verrons plus en détail dans les sections qui suivent, la règle sur la faible teneur en soufre des carburants hors route aura vraisemblablement pour effet de limiter les approvisionnements en distillats<sup>41</sup>. Tandis que les raffineries sont tenues de respecter les diverses spécifications sur la faible teneur en soufre des carburants diesel routiers (2006), non routiers (2007) et peut-être du fuel domestique (2010), certaines ont déclaré qu'elles n'envisageaient pas d'apporter de changement à leur production de distillats. D'autres en revanche prévoient réduire leur production, en particulier de fuel-oil domestique, tandis qu'elles se plient aux prescriptions sur la faible teneur en soufre<sup>42</sup>.

Tandis que les autorités municipales et provinciales réduisent la teneur autorisée maximale en soufre des mazouts lourds utilisés dans des applications terrestres (notamment industrielles, institutionnelles et pour la production d'électricité), on verra sans doute une plus grande quantité de mazout lourd à faible teneur en soufre sur ces marchés. On peut naturellement supposer que, toutes choses étant égales par ailleurs, une plus grande quantité du mazout lourd à plus forte teneur en soufre sera acheminée vers les marchés marins et les marchés d'exportation.

Tandis que la production de produits de qualité supérieure (essence, carburant aviation, etc.) augmentera en fonction de la demande, la production de carburants diesel de qualité inférieure (fuel-oil domestique, carburants diesel marins, etc.) sera stagnante et reculera même peut-être car les investissements nécessaires pour produire des produits à plus faible teneur en soufre serviront à produire de l'essence excédentaire à cause du changement survenu dans la production (voir la section 5). Ces prévisions tiennent compte de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville (les coûts élevés de transformation de la raffinerie d'Oakville pour produire des carburants à faible teneur en soufre ont abouti à la décision de la fermer et de faire venir les approvisionnements du Québec).

Comme on peut le déduire d'après les évaluations réalisées en Europe, l'approvisionnement en fuels résiduels à faible teneur en soufre (<1,5 p. 100) pourra se faire de deux manières. D'une part, on pourra multiplier les méthodes de mélange et investir dans des raffineries pour la désulfuration des fuels résiduels. Les coûts de production des fuels résiduels à faible teneur en soufre augmenteront sans doute parallèlement à la quantité de combustibles de soute produite.

Moyennant un faible niveau de production, les coûts seront relativement bas car on jouira sans doute d'une certaine souplesse au niveau de l'actuelle production des raffineries pour libérer certains combustibles de soute à faible teneur en soufre. À mesure que la production augmentera en vertu des règlements et que cette souplesse sera entièrement utilisée, il faudra investir dans les raffineries pour désulfurer les composantes résiduelles du mélange afin de satisfaire à la demande plus élevée de combustibles de soute à faible teneur en soufre. Le montant des

---

41. Purvin & Gertz Inc., *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, août 2004, p. II-6.

42. *Ibidem*, p. III-8.

investissements nécessaires dépendra des livraisons de brut, des installations existantes et de la qualité actuelle des fuels résiduels marins (qui varie selon la région et la raffinerie au Canada). Pour l'heure, le Canada semble être en bonne position pour respecter la limite de 1,5 p. 100 de la teneur en soufre pour les combustibles résiduels, étant donné que la moyenne nationale actuelle se situe à 1,76 p. 100. Ces données sont présentées et analysées plus en détail à la section 6.

Comme l'ont déclaré certaines raffineries, les gros investissements nécessaires à la désulfuration se traduiront sans doute par un resserrement important de l'offre; les justifications économiques stipulent que les raffineries devront combiner la désulfuration à une augmentation de la transformation des résidus en produits plus légers. Les méthodes de désulfuration des raffineries coûtent cher en raison de la nature des matières premières et les coûts de ces méthodes sont bien trop élevés pour justifier la construction d'une telle usine uniquement pour transformer des résidus à forte teneur en soufre en résidus à faible teneur en soufre<sup>43</sup>. Par conséquent, selon certaines raffineries nationales, une ZCES obligera à importer de grosses quantités de combustibles à faible teneur en soufre qui soient conformes.

Les fuels marins résiduels et à base de distillats à plus faible teneur en soufre se vendront nettement plus cher. La disponibilité et les coûts des approvisionnements en combustibles intérieurs sont indiqués plus en détail dans les sections qui suivent, et nous mentionnerons seulement ici que certaines études mondiales sur les combustibles de soute font état de hausses de prix variant entre 30 dollars et 130 dollars la tonne pour les combustibles marins à faible teneur en soufre. Les suppléments varieront selon le type de carburant et la demande.

Selon la façon dont les règlements sont appliqués (à l'échelle nationale et internationale), il se peut que les hausses de prix transforment la compétitivité des approvisionnements en combustibles de soute. Compte tenu de la part importante que les coûts du fuel représentent dans les dépenses globales d'exploitation d'un navire, les décisions sur le moment et l'endroit où s'approvisionner en combustibles seront prises en se souciant des prix relatifs des combustibles dans différents ports. Étant donné la capacité relativement importante de stockage de combustibles, les navires de haute mer jouissent d'une grande flexibilité dans leur calendrier d'approvisionnement en combustibles. Cela vaut particulièrement pour les navires qui se livrent au trafic de ligne. En raison des nouveaux règlements, les ventes nationales de combustibles aux navires étrangers risquent de diminuer car ceux-ci pourront aller s'approvisionner ailleurs en combustibles meilleur marché; toutefois, les ventes pourraient augmenter si un plus grand nombre de ZCES entraient en vigueur à l'échelle mondiale, compte tenu de la teneur relativement faible en soufre des fuels résiduels canadiens actuels (1,76 p. 100 contre 2,7 p. 100 à l'échelle mondiale). On présume que les ventes de combustibles à la flotte non indépendante nationale demeureront pratiquement inchangées. Les fluctuations des modes de vente dépendront du régime de réglementation adopté par les États-Unis et à l'échelle internationale pour les fuels résiduels.

Outre l'augmentation des coûts des combustibles, les armateurs et les exploitants de navires ont des préoccupations en ce qui concerne l'exploitation et la sécurité (compatibilité des

---

43. Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002, p. 7-8.

combustibles, lubricité, etc.) et la disponibilité. Ces problèmes techniques et d'exploitation sont décrits plus en détail à la section 4.

### 2.3 Évaluation des compétences et impact

Officiellement codifiée en 1982, la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer (UNCLOS) constitue le texte le plus important permettant de déterminer le champ de compétence dont disposent les administrations nationales pour établir des régimes sur les émissions dans l'atmosphère des bâtiments de mer. L'UNCLOS « prévoit la prédominance des règles et des normes internationales sur les règlements nationaux [...] pour ce qui est de l'établissement des normes et des mesures d'application se rapportant à la pollution par les navires »<sup>44</sup>. En vertu de la Convention, les États appartiennent à trois catégories : les États du pavillon, les États du port et les États côtiers.

- \* **États du pavillon** : dans le droit maritime coutumier international, il incombe à tout État qui autorise l'immatriculation de navires sous son pavillon d'exercer ses compétences et son contrôle dans les questions administratives, techniques et sociales sur les navires qui battent son pavillon. L'État du pavillon est tenu de prendre des mesures au sujet des navires qui battent son pavillon nécessaires pour assurer la sécurité en mer en ce qui concerne (entre autres) la construction, l'entretien, la navigabilité, l'armement en équipage, les conditions de travail et la formation de l'équipage.

En ce qui concerne la surveillance de l'état des navires battant son pavillon, ces mesures englobent toutes les mesures nécessaires pour que chaque navire fasse l'objet d'un examen approprié sous l'angle de la construction, de la conception, des équipements et de l'armement en équipage. Le paragraphe 5 de l'article 94 impose à chaque État le devoir de se conformer aux « règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées » et de prendre toutes les dispositions nécessaires pour en assurer le respect. Pour ce qui est de la pollution atmosphérique, l'État du pavillon peut se prévaloir du pouvoir qui lui est conféré d'imposer les dispositions de l'annexe VI de la Convention MARPOL.

Les rôles des autres États, « malgré leur augmentation, ont généralement été plus limités »<sup>45</sup>. Le pouvoir des États hors pavillon de réglementer la navigation et les émissions est résumé comme suit<sup>46, 47</sup> :

- \* **États côtiers** : un État qui possède un littoral a le droit en vertu du droit international de prendre certaines mesures limitées pour protéger ses propres intérêts. L'UNCLOS reconnaît quatre principales zones de compétence variable : (i) les eaux intérieures (baies,

---

44. Rosenne, S. et Yankov, A., *United Nations Convention on the Law of the Sea 1982, A Commentary*, vol. IV, Londres/Dordrecht/Boston, 1991, p. 13.

45. Davies, M. E. et al., *Study on the Economic, Legal, Environmental and Practical Implications of a European Union System to Reduce Ship Emissions of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>*, Rapport destiné à la Commission européenne, p. 13.

46. Harrison, D. Jr. et al., *Evaluation of the Feasibility of Alternative Market-Based Mechanisms To Promote Low-Emission Shipping in European Union Sea Areas*, préparé pour la Commission européenne, mars 2004, p. 3.

47. Hare, J., *Flag, Coastal, and Port State Control, Closing the Net on Unseaworthy Ships and their Unscrupulous Owners*, Sea Changes No. 16, 1994.

ports et secteurs identiques abrités de la mer); (ii) les eaux territoriales (qui s'étendent jusqu'à 12 milles au large ou à partir de points repères définis le long de la côte); (iii) une zone contiguë (qui couvre les eaux territoriales et qui s'étendent à 12 milles au large); (iv) la zone économique exclusive (ZEE), qui s'étend jusqu'à 200 milles. Les pouvoirs d'un État côtier varient entre les pouvoirs de souveraineté intégrale sur les eaux intérieures et les droits limités à l'exploitation des ressources naturelles dans la ZEE et au-delà. Mais il y a des limites aux pouvoirs apparemment vastes des États côtiers : premièrement, le paragraphe 5 de l'article 94 impose l'obligation aux autorités inspectrices de se conformer aux règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées; deuxièmement, aucune discrimination ne doit être exercée par un État contre un autre (article 227); et troisièmement, l'État ne doit pas enfreindre l'une des clés de voûte du droit maritime international, à savoir le droit de passage inoffensif à travers les mers des navires de la marine marchande.

Les navires de tous les États jouissent du droit de passage inoffensif en haute mer, dans la zone du bouclier continental et dans la ZEE. Ils jouissent du même droit dans la limite de 12 milles de la zone contiguë. Dans la mer territoriale, la souveraineté de l'État côtier est assujettie au droit du passage inoffensif des navires étrangers (article 24).

Passage inoffensif est défini par l'UNCLOS comme le fait de traverser la mer territoriale, peu importe que le navire pénètre ou non dans les eaux intérieures ou qu'il mouille dans une installation portuaire. Pour être inoffensif, le passage d'un navire ne doit pas porter atteinte à la paix, au bon ordre ou à la sécurité de l'État côtier. Mais, en vertu du droit international, l'article 21 confère à l'État côtier le droit d'adopter, en conformité avec les dispositions de la Convention et les autres règles du droit international, des lois et règlements qui restreignent le droit de passage inoffensif dans la mer territoriale (mais pas au-delà de la ZEE). L'État côtier peut donc réglementer le trafic maritime, protéger les aides à la navigation, les câbles et les pipelines, conserver les ressources biologiques de la mer et généralement préserver l'environnement ou maîtriser la pollution, et prévenir les infractions aux lois et règlements douaniers, fiscaux ou d'immigration de l'État côtier.

Les États n'ont toutefois pas le droit d'imposer des conditions au sujet de la construction, de la conception, des équipements et de l'armement en équipage des navires étrangers à moins qu'ils ne donnent effet aux règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées. Et ils doivent annoncer publiquement les mesures prises par eux pour permettre aux navires étrangers de se conformer.

Pour ce qui est de la pollution, l'article 211 établit les pouvoirs de l'État : « les États côtiers peuvent, dans l'exercice de leur souveraineté sur leur mer territoriale, adopter des lois et règlements pour prévenir, réduire et maîtriser la pollution du milieu marin par les navires étrangers, sous réserve qu'ils n'entravent pas le passage inoffensif des navires étrangers. Ils peuvent inclure la ZEE dans ces mesures, sous réserve qu'ils se conforment et qu'ils donnent effet aux règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées ».

- × **États du port** : l'UNCLOS garantit aux États du port le droit d'établir des exigences particulières pour la prévention, la réduction et la maîtrise de la pollution du milieu marin comme condition d'entrée des navires étrangers dans leurs ports ou leurs eaux intérieures. En outre, la Convention confère aux États du port le pouvoir de limiter les émissions dans les ports en vertu de leur droit d'interdire l'accès de ces ports aux navires ou d'y imposer des conditions.

Compte tenu des dispositions de l'UNCLOS, les émissions de SO<sub>x</sub> de la navigation internationale doivent être maîtrisées par la mise en œuvre des règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées. L'annexe VI de la Convention MARPOL est apparentée aux règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées, et le fait de désigner le Canada comme ZCES devrait permettre de réduire les émissions de SO<sub>x</sub> de manière rentable (et, dans une certaine mesure, de particules) dans les eaux canadiennes<sup>48</sup>. Comme nous l'avons vu à la section 2.1.1, la désignation d'une ZCES en vertu de l'OMI s'appliquerait à tous les navires (étrangers et nationaux), ce qui permettrait de réduire la teneur en soufre de tous les combustibles consommés à moins de 1,5 p. 100 par rapport à la moyenne mondiale d'environ 2,7 p. 100. Si les demandes prévues de désigner le Canada (et les États-Unis) comme ZCES sont rejetées, l'administration se heurtera à de nombreuses difficultés pour convaincre les intervenants internationaux qu'un autre règlement sur les combustibles propres peut être apparenté à l'imposition de règles et de normes sur les émissions, plutôt que la construction, la conception, des équipements et l'armement en équipage.

Bien qu'un règlement puisse éventuellement être considéré comme une norme sur les émissions (parce qu'il y a une corrélation directe entre la teneur en soufre et les émissions et que la norme sur les émissions peut être respectée tout bonnement en brûlant un combustible à faible teneur en soufre), l'expérience récente relative au projet de loi C-15 (la *Loi sur les oiseaux migrateurs*) montre que les règlements qui dépassent les règles, procédures et pratiques internationales généralement acceptées et l'UNCLOS se heurteront à une farouche opposition de la part du milieu international de la navigation. De ce fait, l'EPA des États-Unis a déclaré qu'elle limiterait les émissions des navires battant pavillon étranger en vertu de règlements pris dans le cadre de l'OMI.

Si l'on tient compte de la flotte non indépendante et des navires qui se livrent à des échanges transfrontaliers, le règlement d'Environnement Canada modifiant le *Règlement sur le soufre dans le carburant diesel hors route* permettra effectivement de réduire les émissions de SO<sub>x</sub> des navires battant pavillon canadien. En limitant ce règlement aux fournisseurs de carburant diesel, et non aux consommateurs, la LCPE (1999) confère le pouvoir juridique de faire appliquer ce règlement. En outre, les consultations avec l'industrie révèlent que le secteur des raffineries et des fournisseurs de carburants appuie des règlements qui limitent la teneur en soufre des fuels marins à base de distillats.

---

48. MT Fleet Technology Ltd., *Management Options for Marine Vessel Emissions*, rapport présenté à Environnement Canada, Région du Pacifique et du Yukon, mars 2005.

### 3 APERÇU GÉNÉRAL DU SECTEUR MARITIME AU CANADA

#### 3.1 Composition du secteur maritime

Les navires du monde peuvent être subdivisés en cinq grandes catégories qui dépendent des marchandises transportées et du type d'activités auxquelles se livrent les navires. Les navires-citernes constituent la première catégorie, qui englobe les pétroliers, les navires transporteurs de produits chimiques et les navires transporteurs de gaz liquéfié. Alors que les autres catégories englobent un plus grand nombre de navires, la taille des pétroliers, en particulier des superpétroliers (TGTB et UGPB)<sup>49</sup>, explique que ces navires représentent 35 p. 100 du total de la flotte mondiale selon le tonnage. Dans la deuxième catégorie, on trouve les vraquiers, conçus pour transporter de vastes quantités de marchandises en vrac, comme des céréales et du charbon. Ces navires représentent 7 p. 100 du nombre total de navires et 29 p. 100 du tonnage mondial. Dans la troisième catégorie, on trouve les porte-conteneurs et les rouliers, qui sont des navires de charge conçus pour transporter leurs marchandises dans de vastes conteneurs ou sur roues. Cette catégorie représente 23 p. 100 du nombre des navires et 16 p. 100 du tonnage mondial. Dans la quatrième catégorie, on trouve les bateaux de pêche, qui englobent à la fois les bâtiments de pêche et les usines mobiles de transformation des poissons. Il existe un nombre considérable de ces navires. On compte plus de 23 000 bâtiments de « haute mer » dans le monde, ce qui représente 28 p. 100 du nombre mondial de navires; toutefois, ils ne représentent que 2 p. 100 du tonnage en raison de la taille moyenne relativement petite de ces bâtiments. Dans la cinquième catégorie, on trouve le reste des navires, à savoir les remorqueurs, les brise-glace, les navires de recherche scientifique, les traversiers et les paquebots de croisière<sup>50</sup>.

Même s'il peut sembler relativement simple à première vue de quantifier les mouvements des navires dans un secteur maritime délimité au cours d'une période donnée, ou le nombre d'accostages dans les ports de ce secteur, ce n'est généralement pas le cas. L'un des problèmes au Canada tient à l'absence de données détaillées ou comparables fournies par les administrations portuaires, les administrations de pilotage et les sources ou organismes gouvernementaux. Toutefois, les sections qui suivent proposent un bref aperçu du commerce international et intérieur selon les régions au Canada.

##### 3.1.1 Commerce international

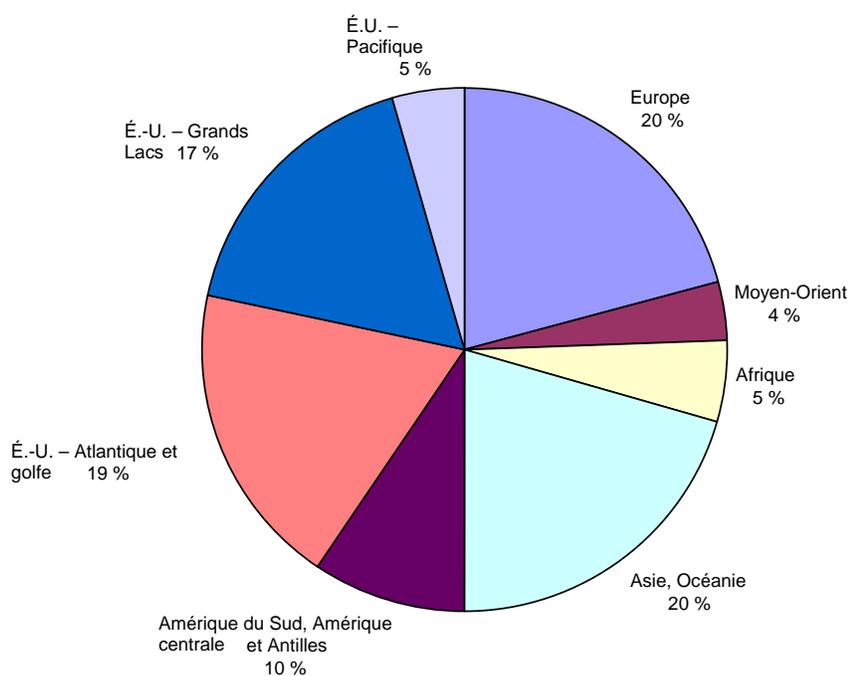
La Figure 3.1 illustre la part du commerce international en 2002 avec diverses régions du monde. Les résultats sont fondés sur le tonnage des marchandises importées vers divers ports du Canada et exportées à partir de ces derniers. Comme on peut le voir, la majeure partie du transport maritime international (41 p. 100) provient des États-Unis ou leur est destinée (essentiellement aux ports de la côte Est et des Grands Lacs). Parmi les autres grands blocs commerciaux, il y a l'Europe (20 p. 100, essentiellement en provenance de l'Ontario, du Québec et des provinces de l'Atlantique) et l'Asie/Océanie (20 p. 100, principalement en provenance des ports de la côte Ouest). De plus, la Figure 3.2 illustre la répartition des marchandises manutentionnées (chargées et déchargées) dans diverses régions du Canada. La côte Ouest manutentionne le plus gros

49. TGTB : très gros transporteur de brut, et UGPB : ultragros porteur de brut.

50. Johnson, J.T., Summary and Analysis of Results, Appendix O, *Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States*, septembre 2001.

tonnage et elle est suivie de près par les provinces de l'Atlantique et le Québec. L'Ontario manutentionne moins de marchandises à cause des restrictions saisonnières qui s'appliquent à la Voie maritime du Saint-Laurent, et de leurs effets de contagion à la baisse sur la structure des échanges maritimes<sup>51</sup>.

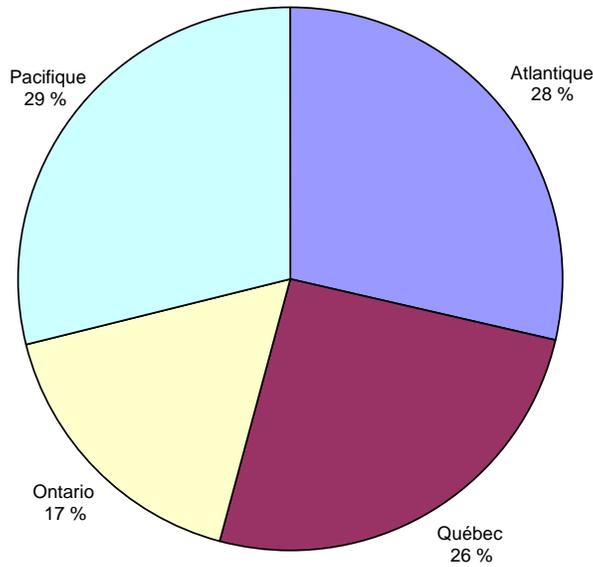
Même si la côte Ouest, le Québec et les provinces de l'Atlantique manutentionnent pratiquement le même volume de marchandises internationales, le niveau des activités maritimes varie considérablement. Alors que la côte Ouest manutentionne un grand nombre de conteneurs (navigation afférente au volume), les ports de l'Est du Canada manutentionnent essentiellement des marchandises sèches et liquides en vrac (navigation afférente à la masse). Ainsi, le niveau des activités de navigation est nettement supérieur sur la côte Ouest (voir la Figure 3.3), c'est-à-dire qu'il y a plus d'accostages (mouvements de navires) par tonnage unitaire.



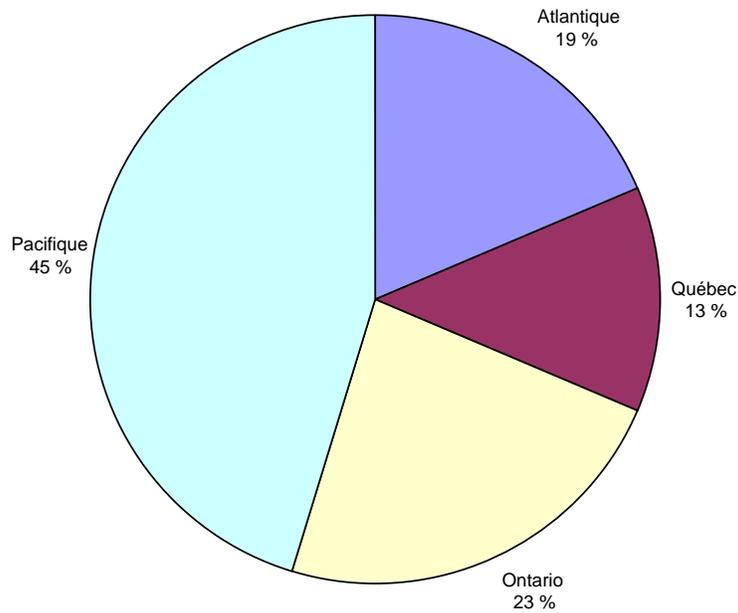
**Figure 3.1 : Navigation internationale en 2002, selon le tonnage et la région à l'étranger<sup>52</sup>**

51. Statistique Canada, Division des transports, *Le transport maritime au Canada en 2002*, Catalogue 54-205-XIF, février 2004.

52. *Ibidem*.



**Figure 3.2 : Navigation internationale, selon le tonnage et la région au Canada<sup>53</sup>**



**Figure 3.3 : Mouvements maritimes internationaux, selon la région<sup>54</sup>**

La Figure 3.3 montre que la côte Ouest concentre (au moins) 45 p. 100 des mouvements maritimes internationaux (accostages au port) au Canada. En particulier, le port de Vancouver manutentionne près de la moitié des mouvements de porte-conteneurs au Canada (trafic de

53. *Ibidem.*

54. *Ibidem.*

ligne). En outre, en raison des exportations de charbon, de céréales et de produits ligneux, le volume du trafic des vraquiers dans les ports du Pacifique est important (*tramping*). Parmi les autres échanges mesurables, il faut mentionner les importations d'automobiles, les exportations de soufre et de potasse et le commerce des mazouts et des produits chimiques. À l'échelle régionale, le Tableau 3.1 donne un résumé des principaux produits qui font l'objet d'échanges au Canada. Les résultats sont présentés par ordre descendant en fonction du tonnage, et ils ne portent que sur les produits faisant l'objet d'échanges internationaux (exportés et importés).

**Tableau 3.1 : Produits faisant l'objet d'échanges internationaux, par région<sup>55</sup>**

Ouest	Ontario	Québec	Atlantique
Charbon (E)	Charbon (I)	Minerai de fer/ concentrés (E)	Pétrole brut (I)
Céréales (E)	Minerai de fer/ concentrés (I)	Pétrole brut (I)	Pétrole brut (E)
Soufre (E)	Pierre/sable/gravier (E)	Alumine (I)	Essence/carburant aviation (E)
Potasse (E)	Sel (E)	Céréales (E)	Minerais (E)
Produits ligneux/ forestiers (E)	Calcaire (I)	Bauxite (I)	Mazouts (E)

Remarques : (E) désigne des exportations.  
(I) désigne des importations.

Compte tenu du volume et du type de marchandises manutentionnées dans les ports du Canada, du nombre d'arrivées annuelles de navires (selon le type) dans les principaux ports (Vancouver, Hamilton, Montréal, Halifax et Saint-Jean (T.-N.)), de la fréquence des escales des navires et des modes de navigation de ligne et de *tramping*, le Tableau 3.2 donne un aperçu des navires qui composent la marine marchande internationale au Canada. Les résultats sont donnés par région, indiquant le nombre d'arrivées de navires selon le type de navire, à savoir en 2004, 30 p. 100 de tous les accostages de bâtiments commerciaux dans les ports de la région de l'Ouest ont été le fait de porte-conteneurs.

**Tableau 3.2 : Arrivées de navires selon la région et le type de navire<sup>56</sup>**

Région \ Type	Porte- conteneur (%)	Vraquier (%)	Transporteur de vrac sec (%)	Pétrolier (%)	Autre (%)
Atlantique	18,4	14,8	8,5	55,7	2,7
Québec	23,1	42,2	6,3	20,7	7,6
Ontario	6,8	76,4	1,4	5,7	9,7
Ouest	30,1	37,3	10,9	6,6	15,0

Le Tableau 3.2 ne fait pas état des navires à passagers (traversiers et paquebots de croisière) qui font du commerce international (principalement entre le Canada et les États-Unis). Le trafic passagers est propre à chaque port, et le fait d'englober ces types de navires fausserait très nettement les ventilations régionales; par exemple, en raison des liaisons des traversiers à

55. *Ibidem.*

56. *Ibidem.*

passagers entre la Colombie-Britannique et l'État de Washington, le port de Victoria accueille quotidiennement quatre à cinq traversiers internationaux (1 800 mouvements par an). On pourrait en dire autant des liaisons passagers et des itinéraires du transport maritime à courte distance dans les Grands Lacs et des services passagers entre la Nouvelle-Écosse et le Maine.

Les *porte-conteneurs* se livrent généralement à un trafic de ligne avec un temps de rotation de 35 jours pour les liaisons sur le Pacifique. Dans la région de l'Ouest, les porte-conteneurs font généralement escale dans deux ou trois ports de l'Extrême-Orient avant de traverser le Pacifique pour accoster au port de Vancouver et au port de Seattle. En général, ce sont des navires appartenant à la même compagnie qui effectuent ces trajets, habituellement sous contrat d'affrètement ou (à l'occasion) sous affrètement libre. Les porte-conteneurs de haute mer sont des bâtiments relativement grands (port en lourd variant entre 30 000 et 60 000 tonneaux et plus), ils ont une vitesse commerciale élevée et des appareils de propulsion puissants (20 000 à 60 000 kW et plus). Les navires collecteurs, qui assurent des services intérieurs et côtiers, sont de plus petits bâtiments qui répartissent les marchandises entre les principales plaques tournantes et les plus petits ports.

Les produits en vrac (le charbon, les céréales, les minerais de fer, le soufre, la potasse, etc.) sont généralement transportés à bord de navires spécialisés, généralement des *vraquiers*. Ceux-ci sont exploités selon un contrat d'affrètement à temps ou d'affrètement libre, et ils se rendent directement des ports du Canada jusqu'à leur port de destination. Lorsque les flux commerciaux sont prévisibles, par exemple la desserte d'une aciérie, il existe des flottes de navires pour ce commerce en particulier. Certaines compagnies maritimes (en particulier dans l'Ouest) exploitent également des services de transport maritime de vrac axés sur le transport de marchandises spécialisées comme les produits forestiers. Les navires destinés à ces échanges s'appellent généralement des transporteurs de *marchandises solides* et ils sont affectés à des routes commerciales ou à un trafic de semi-ligne. Pour des produits comme les céréales, où les quantités et les routes sont imprévisibles, le tonnage est extrait du marché du *tramping*. Les vraquiers et les transporteurs de marchandises solides ont des dimensions, des capacités et des performances qui varient du tout au tout.

Les *navires-citernes* se composent de trois types de navires : (i) les transporteurs de produits chimiques, qui transportent du méthane et des produits analogues; (ii) les transporteurs de produits raffinés, que l'on affecte à l'importation et à l'exportation de produits raffinés; (iii) les transporteurs de brut. Alors que les transporteurs de produits chimiques et de produits raffinés sont des bâtiments relativement petits qui se livrent à un trafic de semi-ligne ou sont soumis à des contrats d'affrètement à long terme, les transporteurs de brut ressemblent davantage aux vraquiers (c.-à-d. *tramping* ou contrats d'affrètement à temps). Les diverses catégories de navires-citernes ont des dimensions, des capacités et des performances très variables.

Les *autres* navires désignent les navires qui transportent des marchandises spécialisées comme les navires frigorifiques, les transporteurs d'automobiles (rouliers), les navires polyvalents (minerais – vrac – pétrole), les navires océaniques, les bateaux de pêche et les transporteurs de marchandises diverses qui ne peuvent pas facilement être classés dans les catégories ci-dessus.

### 3.1.2 Commerce intérieur

Le Tableau 3.3 illustre la part du transport maritime intraprovincial et du commerce entre les provinces. Les résultats sont tirés du tonnage global transporté chaque année et ils témoignent du fait que la majorité des marchandises (selon le tonnage) sont transportées dans les provinces de l'Atlantique (en raison des gisements de pétrole *offshore* de Terre-Neuve) et entre divers ports de la Colombie-Britannique (en raison du transport de copeaux de bois, de grumes et d'autres produits forestiers). La part la plus importante du transport maritime interprovincial a lieu entre le Québec et l'Ontario, ce qui témoigne de l'importance de la flotte de vraquiers sur les Grands Lacs.

**Tableau 3.3 : Tonnage intérieur transporté, selon l'origine et la destination**<sup>57</sup>

<b>A destination En provenance</b>	<b>Atlantique (%)</b>	<b>Québec (%)</b>	<b>Ontario (%)</b>	<b>Ouest (%)</b>
<b>Atlantique</b>	29	5	1	0
<b>Québec</b>	1	7	10	0
<b>Ontario</b>	0	7	14	0
<b>Ouest</b>	0	0	0	25

Parmi les principaux produits échangés, soulignons le pétrole brut, les produits ligneux et forestiers, diverses céréales et les mazouts. Ces produits sont transportés à bord de nombreux types de navires, notamment des navires-citernes, des vraquiers, des transporteurs de marchandises solides et un grand nombre de chalands.

Selon le Registre des navires immatriculés au Canada, il y a environ 3 000 navires commerciaux ou chalands battant pavillon canadien d'une jauge brute supérieure à 500 tonneaux<sup>58</sup>. La majeure partie des bâtiments immatriculés sont des chalands, alors qu'à peine 15 p. 100 à 20 p. 100 du total sont des bâtiments commerciaux autopropulsés. Les chalands sont essentiellement conçus pour transporter divers types de marchandises solides et liquides en vrac; toutefois, le nombre de chalands spécialisés augmente lentement depuis dix ans. Par exemple, les chalands sont transformés pour transporter des marchandises roulantes dans le cadre du trafic maritime à courte distance. Parmi les bâtiments commerciaux autopropulsés, la majorité sont immatriculés comme traversiers, vraquiers (flotte des Grands Lacs), bateaux de pêche, transporteurs de marchandises solides et navires-citernes. Le nombre de porte-conteneurs, de rouliers et d'autres bâtiments spécialisés est très limité.

La majeure partie du trafic intérieur dans la région de l'Ouest est assurée par des remorqueurs et des chalands. Le commerce et le trafic sur les Grands Lacs entre l'Ontario et le Québec sont principalement assurés par des vraquiers et des navires-citernes immatriculés dans les deux provinces, et ils sont complétés par des remorqueurs et des chalands. Dans les provinces de l'Atlantique, la majeure partie du commerce est assurée par divers types de navires-citernes

57. *Ibidem*.

58. Transports Canada, Site Web du Registre des navires immatriculés au Canada, [www.tc.gc.ca/securemaritime/Normes-Navires-et-Exploitations/immatriculation.htm](http://www.tc.gc.ca/securemaritime/Normes-Navires-et-Exploitations/immatriculation.htm), mars 2005.

(brut, produits raffinés et produits chimiques), par des pétroliers navette et d'autres navires de charge spécialisés.

### 3.2 Aperçu des combustibles vendus au secteur maritime

Les fuels marins ont été présentés à la section 1.5 et ventilés selon qu'il s'agit de combustibles à base de distillats et de fuels résiduels, et l'on a également exposé les normes et les spécifications internationales des fuels livrés à la navigation commerciale. D'après ces définitions, on trouvera ci-après un bref aperçu des fuels marins vendus dans le monde entier et au Canada. On trouvera à la section 5 d'autres précisions sur les ventes au Canada.

En 2001, le marché mondial des combustibles de soute marins a été estimé à 140 millions de tonnes par an. Avec plus de 25 millions de tonnes de ventes, les États-Unis se classent au premier rang des ventes de combustibles de soute. Entre 1990 et 1999, les ventes mondiales de combustibles de soute ont augmenté en moyenne de 3,4 p. 100 par an. Toutefois, ils n'ont rejoint leur record précédent (1973) qu'en 1997 (126 millions de tonnes)<sup>59</sup>.

Les fuels lourds (résiduels et moyens) représentent la majorité des fuels marins de soute vendus dans le monde. En 2001, la part du marché des ventes de fuels lourds a été de 80 p. 100, alors qu'elle était de 89 p. 100 au début des années 1970, ce qui s'explique par l'augmentation de la part des types de navires plus petits et par le fait que les moteurs modernes sont moins limités par le type de combustible qu'ils brûlent.

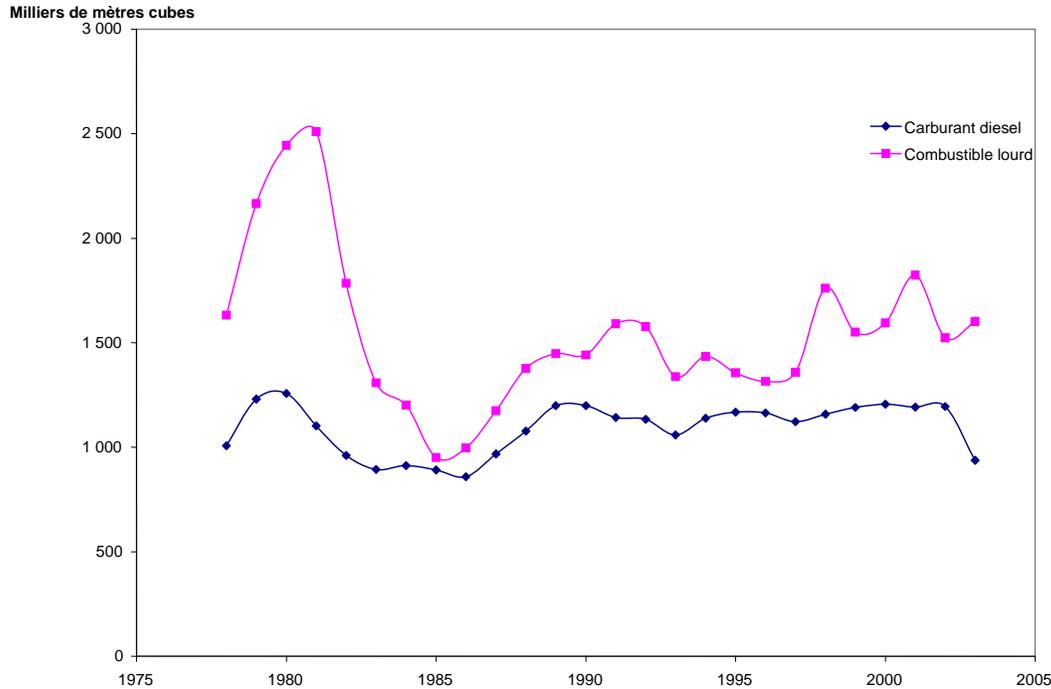
Au Canada, les ventes historiques de fuels marins montrent que la part du marché des ventes de fuels lourds varie entre 50 p. 100 et 70 p. 100 des ventes totales de combustibles marins aux consommateurs nationaux et étrangers (voir la Figure 3.4)<sup>60</sup>. De plus, selon les données de Statistique Canada, la majeure partie des ventes de combustibles marins (à base de distillats et fuels lourds) concerne des consommateurs canadiens, puisqu'elles représentent entre 50 p. 100 et 80 p. 100 du total des ventes chaque année (voir la Figure 3.5)<sup>61</sup>. Les ventes intérieures de combustibles marins illustrées ci-dessous visent les ventes de combustibles marins aux navires immatriculés au Canada, y compris les bateaux de pêche commerciale. Toutefois, les chiffres nationaux ne tiennent pas compte des ventes effectuées aux navires de la Garde côtière canadienne/ministère des Pêches et des Océans et du ministère de la Défense nationale, qui brûlent tous des carburants diesel à base de distillats.

---

59. Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002, p. 31.

60. Statistique Canada, Tableaux CANSIM, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire*, Tableau 128-0002.

61. *Ibidem*.

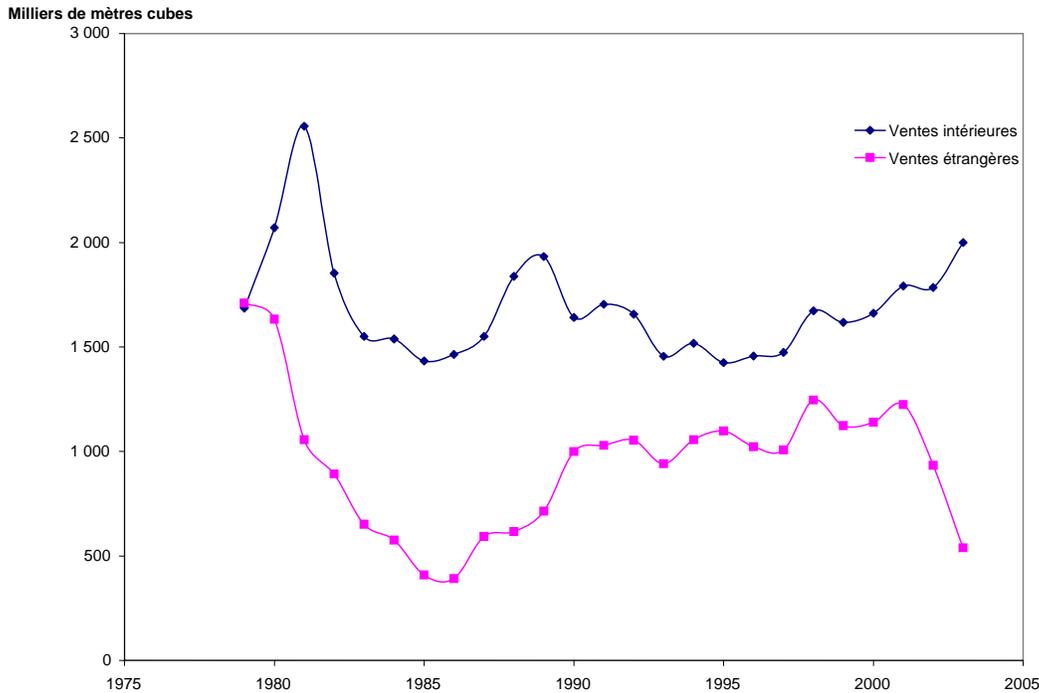


**Figure 3.4 : Ventés historiques de combustibles marins au Canada, selon la qualité (1978-2003)**

Alors que les ventes totales intérieures sont relativement stables, puisqu'elles varient entre 1 500 000 et 2 000 000 de mètres cubes par an depuis 1979 (à l'exception des « pointes » en 1980-1981), les ventes aux armateurs étrangers sont plus variables et dépendent de la volatilité des prix. Les consommateurs étrangers ont le choix de s'avitailer dans divers ports le long de leurs routes internationales; en outre, la qualité et la disponibilité des produits, le port et le prix du mazout sont des facteurs décisifs dans le choix du lieu où l'on s'avitaille. Le carburant est l'un des principaux postes des dépenses d'un armateur. Les navires en brûlent en mer et alors qu'ils sont amarrés à quai, et les coûts du mazout représentent entre 60 p. 100 et 95 p. 100 des charges d'exploitation d'un navire (dans le contexte international); l'extrémité supérieure de la fourchette étant plus caractéristique des très gros transporteurs de brut (TGTB) dont les moteurs sont gourmands. Ainsi, lorsque les prix au Canada sont élevés, les consommateurs étrangers choisissent de s'avitailer ailleurs. La Figure 3.5 révèle une diminution des ventes aux consommateurs étrangers depuis 2001, ce qui reflète la hausse des prix du carburant dans les ports canadiens par rapport à d'autres lieux d'avitaillement comme Rotterdam et Singapour (voir la section 5.5).

Entre 2002 et 2003, les ventes au Canada à des navires étrangers ont reculé de 48 p. 100 pour le carburant diesel marin et de 42 p. 100 pour les fuels marins lourds. Alors que la région de l'Ouest a enregistré une forte baisse des ventes de carburants diesel marins (86 p. 100), les ventes de fuels plus lourds n'ont chuté que de 20 p. 100. Dans l'Est du Canada (Québec et Atlantique), c'est l'inverse qui s'est produit, les ventes de fuels lourds aux armateurs étrangers chutant de 80 % et de 89 % et les ventes de carburants diesel marins diminuant respectivement de 47 p. 100 et de 15 p. 100. Dans l'ensemble, c'est le Québec qui a enregistré la plus forte baisse des ventes de fuels marins aux navires étrangers, soit une réduction globale de 78 p. 100. À l'inverse, les

ventes totales effectuées aux consommateurs étrangers ont augmenté de 25 p. 100 en Ontario. Toutefois, en raison du niveau relativement faible de la navigation internationale dans les Grands Lacs, les chiffres sur les ventes aux armateurs étrangers sont limités par rapport aux autres régions du Canada. De plus, compte tenu des restrictions de tirant d'eau ou de chargement dans le réseau de la Voie maritime, les navires décident souvent d'arriver dans les Grands Lacs avec une quantité limitée de mazout à bord, c'est-à-dire que les exploitants sont prêts à payer le prix canadien plus élevé du combustible au lieu de transporter de plus grandes quantités de marchandises dans les Grands Lacs.



**Figure 3.5 : Ventes de fuels marins au Canada, selon les consommateurs (1979-2003)**

Pour ce qui est de la qualité, le Tableau 1.2 donne un aperçu (par région) des caractéristiques des fuels marins livrés au Canada. Les valeurs illustrées reposent sur un échantillonnage réalisé par Det Norske Veritas en 2004 et sont présentées selon la moyenne établie par échantillonnage plutôt que selon le volume. D'autres évaluations de la qualité des fuels et de leur teneur en soufre sont présentées à la section 6.

**Tableau 3.4 : Caractéristiques des fuels marins vendus au Canada en 2004<sup>62</sup>**

	Densité [kg/m <sup>3</sup> ]	cSt à 50 °C	Soufre [%]	Cendres [%]	Vanadium [mg/kg]	Énergie [MJ/kg]
<b>Fuels lourds</b>						
Ouest du Canada	981,94	283,77	1,73	0,05	67,85	40,71
Ontario	982,74	310,43	1,82	0,03	61,62	40,67
Québec	981,62	343,74	1,31	0,03	51,97	40,87
Atlantique	983,83	367,72	2,31	0,04	96,26	40,48
<b>Carburants diesel</b>						
Ouest du Canada	864,78	3,66	0,28	s. o.	s. o.	42,74
Ontario	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Québec	865,08	3,17	0,22	s. o.	s. o.	42,78
Atlantique	854,35	3,04	0,20	s. o.	s. o.	42,93

Si l'on compare les caractéristiques ci-dessus à la norme ISO 8217 (Tableau 1.2), on constate que la majorité des fuels à base de distillats vendus au Canada sont de qualité DMX et DMA. De même, la majorité des fuels lourds vendus au Canada sont du type IFO 380 (RMG/H 35), alors que l'IFO 180 (RME/F 25) est disponible en plus faibles quantités dans certains ports selon la demande.

### 3.3 Aperçu des principales préoccupations pour l'environnement

Tout au long du cycle de vie d'un navire, il faut tenir compte d'un grand nombre de facteurs environnementaux. Les préoccupations relatives à l'environnement concernent la construction, l'exploitation et l'élimination, et l'on ne discutera ici que des préoccupations relatives à l'exploitation. La construction et l'élimination des navires débordent la portée de cette étude, et l'on ne s'intéressera donc qu'aux préoccupations suscitées par leur exploitation et, en particulier, aux émissions dans l'atmosphère. Durant l'exploitation d'un bâtiment de mer, il y a quantité de sujets qui donnent matière à préoccupation, parmi lesquels :

- \* la consommation d'énergie et les émissions atmosphériques;
- \* les revêtements antisalissures;
- \* l'eau de lest;
- \* les rejets.

Étant donné que les trois derniers éléments de cette liste débordent le cadre de ce projet, ils ne seront que brièvement mentionnés afin de donner un tableau détaillé des préoccupations relatives à l'environnement et qui se rapportent à l'exploitation d'un navire.

La **consommation d'énergie** et les **émissions** sont actuellement les principales préoccupations dans le monde suscitées par la navigation et l'environnement. La marine marchande d'aujourd'hui, contrairement à la flotte d'il y a à peine 150 ans, brûle exclusivement des combustibles fossiles pour s'autopropulser. Depuis 70 ans, ce combustible est essentiellement du pétrole et sa combustion dans les moteurs, les turbines et les chaudières entraîne d'importantes émissions des principaux contaminants atmosphériques. Les navires modernes sont généralement

62. Données fournies par Det Norske Veritas.

propulsés par des moteurs diesel (voir le Tableau 3.5), lesquels génèrent des émissions toxiques étant donné que la plupart des fuels marins brûlés sont des fuels résiduels et moyens.

**Tableau 3.5 : Profil mondial des moteurs**

Type de machine	N <sup>bre</sup> de navires	%
Diesel à basse vitesse	56 628	65,7
Diesel à vitesse moyenne	27 758	32,2
Turbine à vapeur/gaz	1 820	2,1
<b>Total</b>	<b>86 208</b>	<b>100</b>

Les navires à vapeur consomment nettement plus de carburant que les moteurs diesel, ce qui explique que le pourcentage de navires à vapeur soit limité et à la baisse. Les navires à vapeur sont ceux qui utilisent la plus basse qualité de fuels résiduels, avec un taux de viscosité nominal type de 500 cSt. Toutefois, les derniers navires à vapeur sont de gros navires-citernes, pour lesquels les appareils propulseurs à vapeur sont restés populaires car ils alimentent également le fonctionnement des pompes de chargement pendant que le navire est à quai. C'est pourquoi les navires propulsés à la vapeur qui brûlent des combustibles de faible qualité représentent toujours une part importante des utilisateurs de combustibles de faible qualité et qu'ils peuvent être à l'origine d'un niveau élevé de pollution dans les ports. Il y a encore quelques bâtiments de guerre propulsés à la vapeur, mais cela est attribuable à l'âge moyen plus élevé des bâtiments de guerre et au besoin perçu d'une faible signature acoustique qui est plus élevée pour les turbines rotatives que pour les moteurs (diesel) à explosion.

Le soufre est présent à l'état naturel dans les combustibles liquides et solides comme le pétrole et le charbon. La plupart des fuels marins contiennent du soufre. La combustion des fuels qui contiennent du soufre donne lieu à des émissions de SO<sub>x</sub> et de particules, notamment à des particules de suie primaire et à des particules de sulfate inorganique secondaire qui résultent de l'oxydation du SO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Les oxydes d'azote NO<sub>x</sub> émis également lors de la combustion des fuels sont le résultat d'une combustion incomplète et, dans une moindre mesure, de la teneur en azote du fuel<sup>63</sup>.

Les émissions de SO<sub>2</sub> peuvent être nuisibles pour la santé humaine et le milieu bâti et contribuer à l'acidification, en plus d'endommager les écosystèmes sensibles. Les émissions de particules peuvent nuire à la santé humaine. Les émissions de NO<sub>x</sub> contribuent à l'acidification et à la formation d'ozone troposphérique, qui peut être nuisible pour la santé humaine et la végétation. L'exposition à court et à long terme aux polluants atmosphériques peut avoir des conséquences sur la santé, sur la mortalité et la morbidité (maladies, notamment aggravation de l'asthme, incidence de bronchite et insuffisance cardiaque).

Les **revêtements antisalissures** sont un autre sujet de préoccupation pour l'environnement. L'utilisation de peintures à base de tributylétain (TBT) est en cours d'élimination progressive après l'adoption d'une législation par l'OMI qui en interdira l'utilisation d'ici 2008, à cause de

63. Commission des communautés européennes, *Proposition d'une directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la Directive 1999/32/CE sur la teneur en soufre des carburants liquides*, volume II, 2002.

l'évaluation de ses conséquences sur les organismes aquatiques. C'est pourquoi les fabricants de peintures s'occupent de trouver des solutions de rechange.

D'aucuns affirment que, même si l'élimination du TBT devrait permettre le rétablissement de certains éléments de l'écologie marine, l'interdiction risque d'avoir des effets nocifs sur d'autres éléments de l'environnement<sup>64</sup>. Cela est essentiellement attribuable à l'augmentation possible de l'utilisation de combustibles fossiles par le secteur du transport maritime, étant donné que le remplacement des peintures antisalissures ne donnera pas une coque autopolissable sous l'eau. Toute diminution du lissé de la coque sous l'eau en réduira l'efficacité dans l'eau, ce qui augmentera la consommation de carburant.

De plus, on sait peu de choses et peu de rapports ont été publiés sur les effets possibles des autres composés aujourd'hui utilisés sur le milieu marin. La plupart des composés proposés sont des biocides organiques renforçateurs, qui sont extrêmement toxiques lorsqu'on s'en sert pour tuer les ravageurs agricoles<sup>65</sup>. Avec l'augmentation de la salissure des coques de navire attribuable à l'élimination progressive du TBT, un autre problème qui risque de s'aggraver est l'introduction d'espèces marines exotiques, transportées par les coques sales. On pensait jusqu'ici que le principal mode d'introduction d'espèces envahissantes dans une région était l'eau de lest d'un navire, mais les recherches montrent qu'une coque sale peut être aussi un important vecteur<sup>66</sup>.

L'**eau de lest** est actuellement un facteur environnemental très préoccupant en Amérique du Nord. D'aucuns pensent que des milliers d'espèces envahissantes ont été introduites en Amérique du Nord depuis cent ans. La navigation internationale est responsable d'une partie de ces invasions. Certaines ont été délibérées, comme pour l'alimentation ou la lutte antiparasitaire, et d'autres accidentelles, comme dans le cas des rejets d'eau de lest. En particulier, les eaux des Grands Lacs et du Saint-Laurent sont devenues accidentellement de nouveaux habitats pour plusieurs espèces.

En 1995, le nombre d'espèces envahissantes dans les Grands Lacs se chiffrait à 139, les plus notoires étant les moules zébrées et les grémilles. Le coût économique des introductions dans les eaux de lest en Amérique du Nord est estimé à des milliards de dollars et l'on ne comprend pas encore parfaitement toutes les conséquences écologiques.

Les **rejets** désignent les rejets délibérés et accidentels d'hydrocarbures, d'eaux huileuses, d'eaux usées, d'ordures et de déchets solides. Même si les importants déversements d'hydrocarbures font la une des journaux, les hydrocarbures pénètrent généralement dans le milieu marin en vertu de déversements mineurs plus fréquents et du rejet délibéré d'hydrocarbures. Parmi les rejets opérationnels d'hydrocarbures par les navires, il y a les rejets des eaux de cale de la salle des machines, de boues d'hydrocarbures résiduelles et d'eau de lest huileuse.

---

64. Abbot, A. *et al.*, *Cost Benefit Analysis of the Use of TBT : The Case for a Treatment Approach*, The Science of the Total Environment, vol. 258, n<sup>os</sup> 1-2, août 2000, p. 5-19.

65. Evans, S. M. *et al.*, *The TBT Ban : Out of the Frying Pan into the Fire*, Marine Pollution Bulletin, vol. 40, n<sup>o</sup> 3, 2000, p. 204-211.

66. Ridley, I. G. et Hutchinson, K. W., *Life Cycle Cost Drivers for Marine Vehicle Concept Design*, Presented at defence IQ : Whole Life Costing for Defence 2004, Londres, juillet 2004.

Avant que des règlements internationaux aient été adoptés pour prévenir la pollution par les hydrocarbures causée par les navires, l'usage normal pour les pétroliers consistait à laver les citernes à cargaison avec de l'eau et à rejeter le mélange d'huile et d'eau en résultant dans la mer. Par ailleurs, les citernes à cargaison pétrolière ou à carburant étaient utilisées pour l'eau de lest, ce qui explique que les hydrocarbures aient été rejetés dans la mer lorsque les pétroliers se débarrassaient de l'eau de lest contaminée par les hydrocarbures pour la remplacer par de nouveaux hydrocarbures. Lorsque les navires rejettent de l'eau huileuse, ils rejettent un mélange toxique d'hydrocarbures, d'éléments nutritifs et d'autres polluants dans le milieu marin. Beaucoup de ces polluants se dissipent avec le temps. Toutefois, la densité de trafic sur certaines voies de navigation et le niveau d'abri de nombreux ports dans le monde favorisent l'accumulation des contaminants.

## 4 QUESTIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES

Après avoir consulté des armateurs ou des exploitants de navires nationaux<sup>67</sup> et analysé la documentation publiée sur les questions qui se rapportent à la réglementation internationale et à l'exploitation d'un navire avec du fuel à faible teneur en soufre, voici un bref aperçu des questions soulevées dans une optique opérationnelle.

### 4.1 Préoccupations d'ordre réglementaire

Pour ce qui est de la réglementation, les principales préoccupations sont essentiellement d'ordre logistique et ont trait à l'exploitation dans une ZCES (ou une zone de contrôle équivalente). Compte tenu des désignations des ZCES, il y a des navires qui ne pénétreront jamais dans une zone contrôlée ou qui ne la quitteront jamais. Pour ces derniers, la situation sera relativement simple; ils devront sans exception respecter la limite de soufre prescrite.

#### 4.1.1 Préoccupations relatives à l'exploitation des navires

La situation se complique lorsque des navires brûlent du fuel résiduel et naviguent ou peuvent naviguer seulement une partie du temps au sein d'une ZCES. À l'extérieur de la ZCES, ces navires utiliseront des fuels dont la teneur en soufre variera entre 2 p. 100 et 3,5 p. 100 (voir la Figure 2.1), mais, une fois à l'intérieur, ils devront brûler du fuel dont la teneur en soufre ne devra pas dépasser 1,5 p. 100. Dans ces cas-là, il faudra que ces navires aient des soutes séparées et également un dispositif leur permettant de passer au fuel à plus faible teneur en soufre avant de pénétrer dans une ZCES<sup>68</sup>.

L'effet de ce besoin de changer variera d'un navire à l'autre, mais on peut certainement prévoir que certains navires auront besoin d'une importante capacité de fuel à faible teneur en soufre séparé du reste. L'installation de réservoirs supplémentaires est une solution possible pour les nouveaux navires, mais une solution beaucoup plus problématique pour les navires existants, où l'espace devra être pris sur les soutes ou sur d'autres espaces générateurs de revenus. À bord des plus gros navires, comme les pétroliers, où cela est techniquement possible, la perte de capacité de chargement est une question de coûts importante pour les navires commerciaux; elle est qualifiée de « péché cardinal » par les constructeurs et les exploitants.

En pareil cas, les armateurs devront soigneusement étudier leurs options avant l'entrée en vigueur de ces prescriptions (août 2006 dans la mer Baltique) et prendre les mesures nécessaires pour assurer la séparation voulue ou ajouter et séparer des soutes à combustible, des citernes de décantation et des citernes d'entretien, décider des dimensions relatives de chacune de ces citernes et des tuyauteries de transvasement et d'entretien connexes. Les navires qui brûlent du fuel résiduel et qui ont l'intention de pénétrer dans une ZCES, mais qui ne sont pas dotés de la capacité de deux catégories distinctes de fuel, devront donc brûler constamment des fuels à plus faible teneur en soufre.

---

67. Les armateurs/exploitants suivants ont fourni des directives dans le cadre du projet : *Seaway Marine Transportation, Anglo Eastern Ship Management, Fednav International et Diesel Injection Sales and Service.*

68. American Bureau of Shipping, *Understanding MARPOL Annex VI, A Guide for Ship Owners*, Houston, 2005, p. 9.

Le principal coût qui se rattache à la séparation des citernes a trait à l'installation de tuyauteries supplémentaires, notamment d'orifices de ventilation, de points de remplissage, de jauges, d'écouilles pour l'entretien, sans oublier les coûts élevés de la mise à l'essai de ces réservoirs. Il y aura également des coûts indirects se rattachant à la plus grande fréquence des arrêts d'avitaillement en fuel (et à la flexibilité réduite de s'approvisionner en combustibles bon marché); sans oublier le prix plus élevé des fuels à faible teneur en soufre.

Dans le cas d'un navire existant, l'installation de nouvelles citernes peut être considérée également comme une « transformation majeure ». Lorsqu'un navire existant subit ce que l'on qualifie de transformation majeure, il est reclassé comme navire neuf et doit être mis à niveau selon les spécifications prescrites pour les navires neufs en vertu de toutes les conventions internationales qui s'appliquent. Ainsi, à moins qu'une exception n'ait été accordée par l'État du pavillon, les coûts d'installation de citernes supplémentaires à combustible risquent de nettement augmenter.

Compte tenu du stockage et de l'utilisation de doubles combustibles, la Règle 14 de l'annexe VI de la Convention MARPOL stipule<sup>69</sup> : « Les navires qui utilisent des fuels séparés pour se conformer à l'alinéa [(4)a)] de ce règlement devront prévoir un délai suffisant pour que le système d'avitaillement en fuel soit entièrement débarrassé de tous les combustibles dont la teneur en soufre dépasse 1,5 p. 100 en masse avant que les navires pénètrent dans une zone de contrôle des émissions de SO<sub>x</sub>. »

Le délai de vidange peut aller de un à six jours selon la taille des machines, le volume des caisses journalières et le système d'avitaillement en fuel<sup>70</sup>. Ainsi, pour se conformer à la réglementation, les exploitants de liaisons à courte distance ou de routes collectrices devront évaluer en détail la possibilité d'une utilisation avec deux fuels. Par exemple, le changement de fuel durant un voyage entre deux ZCES situées à proximité l'une de l'autre (comme le Canada et l'Europe) n'est pas une option réaliste si le délai de vidange est proche de six jours (c.-à-d. essentiellement la durée du voyage). À nouveau, ces questions sont plus importantes pour les exploitants de navires de *tramping* que pour les exploitants de navires qui se livrent à un commerce de ligne.

#### 4.1.2 Préoccupations suscitées par l'avitaillement en fuel

Une autre crainte importante a trait à la disponibilité du fuel dans les ports en dehors des zones contrôlées, c'est-à-dire que, même avec des citernes à fuel séparées, il se peut que les exploitants ne soient pas en mesure de s'avitailer en fuels conformes (à faible teneur en soufre) dans les ports situés à l'extérieur des ZCES. La disponibilité limitée des fuels conformes dans les ports hors ZCES risque d'obliger un exploitant à faire des escales supplémentaires pour s'approvisionner en fuels à plus faible teneur en soufre. Cela se traduira par un rallongement des durées de trajet entre les ports, par des retards et par une augmentation des charges d'exploitation.

---

69. Organisation maritime internationale, *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires et ses protocoles de 1978 et de 1997, regroupés avec toutes les modifications en vigueur*, juillet 2002.

70. Skjolsvik, K. O., *Application of Low Sulphur Marine Fuels, New Challenges for the Marine Industry*, Marintek, 2004.

Certes, on pourrait charger des produits conformes et les transporter avant de quitter une ZCES pour pouvoir les utiliser au moment de repénétrer dans une ZCES. Toutefois, cela aura un impact sur l'itinéraire du navire et peut-être même sur la clientèle. En particulier, en raison des incertitudes qui se rattachent à l'itinéraire, à l'exploitation et à la mission suivante, sans doute ne sera-t-il pas possible à des navires de *tramping* de transporter du fuel redondant à faible teneur en soufre au cas où la prochaine escale se trouverait dans une zone contrôlée.

À mesure qu'un plus grand nombre de ZCES seront établies, on assistera à une augmentation de la demande de bruts non corrosifs par les raffineries pour approvisionner ces ZCES afin de répondre à la demande de fuels à usage marin à faible teneur en soufre. Toutes choses étant égales par ailleurs, cela réduira la disponibilité de bruts non corrosifs dans les régions hors ZCES, ce qui aura très certainement un impact sur le prix de ces bruts et des fuels qui en sont dérivés.

À l'échelle internationale, la croissance économique se soldera par une demande accrue de fuels, lesquels devront être plus propres pour l'environnement. Tandis que l'on produira plus de brut pour satisfaire à la demande, les raffineries seront contraintes d'utiliser une plus grande quantité de bruts sulfureux, de sorte que les fuels lourds dérivés de cette production auront une teneur en soufre nettement supérieure alors que les approvisionnements en bruts non sulfureux seront détournés (vers les ZCES) ou épuisés. Cela risque de se traduire par un creusement de l'écart des prix entre les fuels lourds à teneur faible et élevée en soufre.

Le brut synthétique canadien, qui représente la majeure partie de la production actuelle, ne donne pas de mazout pour la production de fuels lourds. À moins que le brut qui provient de la production *offshore* dans l'Atlantique puisse satisfaire à la demande nationale de produits résiduels, le Canada pourrait bien constater que la qualité de ses importations diminue tandis qu'un plus grand nombre de ZCES sont établies à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

Il y a également des fluctuations saisonnières dans la qualité du brut et des fuels lourds qui en sont dérivés et qui risquent d'avoir des répercussions sur la disponibilité de combustibles à faible teneur en soufre. L'été, de nombreuses raffineries s'approvisionnent en brut plus lourd pour produire du bitume pour l'industrie de la construction routière, ce qui nuit à la disponibilité de fuels lourds à faible teneur en soufre pour le secteur du transport maritime. À l'inverse, la navigation dans la Voie maritime du Saint-Laurent, qui est fermée durant l'hiver, fait baisser la demande directe de fuels à usage maritime provenant des raffineries de l'Ontario<sup>71</sup>. Le brut utilisé dans ces raffineries est sans doute plus léger l'hiver pour être plus conforme à la réglementation du mazout de chauffage à terre. C'est ainsi que les raffineries de l'Ontario pourraient avoir un excédent (relatif) de fuels lourds de qualité supérieure durant l'hiver.

Le scénario qui précède est fort simpliste et il y a de fortes chances pour que les raffineurs aient recours au stockage de leurs produits de plus grande valeur, mais cela illustre les fluctuations saisonnières qui ont une incidence sur la qualité du fuel. Heureusement, pour les navires qui circulent tout au long de l'année dans les eaux canadiennes, il n'y a pas de préoccupations

---

71. Purvin & Gertz Inc., Technical Feasibility and Costs Associated with Reducing Sulphur Dioxide Emissions from Fuel Oil and Coal in Ontario, avril 2003.

supplémentaires importantes suscitées par le fuel utilisé à cause du temps froid, principalement parce que le fuel lourd doit être chauffé pour s'écouler, quelle que soit la température de l'air extérieur.

#### **4.2 Préoccupations en matière de sécurité et d'exploitation**

L'usage historique pour les navires entrant dans les ports pour y faire des manœuvres consistait à brûler un fuel différent, souvent à base de distillats. L'avantage est que cela permettait un contrôle plus fiable du moteur avec le carburant diesel et une moindre dégradation générale des moteurs. Plus récemment, on s'est remis à utiliser des fuels résiduels pour l'ensemble du trajet (le concept de « carburant unique »).

Les progrès de la technologie des moteurs et l'amélioration des fuels ont fait de cette option une option plus réalisable pour les exploitants maritimes. Un nombre important de navires en cours de construction sont dotés de la capacité de passer aux distillats pour le démarrage des machines et les manœuvres au port<sup>72</sup>, et les questions qui se rattachent aux fuels à faible teneur en soufre appuient sans doute cette approche. Il faut néanmoins tenir compte d'un certain nombre de difficultés techniques et de problèmes possibles<sup>73</sup>.

Le passage d'un fuel lourd à un fuel lourd ou à un MDO à faible teneur en soufre peut se traduire par un choc thermique pour les pièces du circuit de carburant. Par exemple, les caisses des pompes à injection des moteurs diesel à basse vitesse sont de gros morceaux de métal conçus pour résister aux pressions extrêmes de l'injection de carburant. L'introduction de carburant diesel ou de gas-oil à 40 °C dans un système d'injection brûlant du fuel lourd à des températures proches de 140 °C (moyennant une plus faible viscosité) peut provoquer la fissuration et la défaillance de certaines pièces. Par ailleurs, la température élevée de certaines pièces peut entraîner l'ébullition du gas-oil. Cela à son tour peut entraîner l'étouffement du système, ce qui se traduit par une perte de puissance du moteur et de manœuvrabilité<sup>74</sup>.

De plus, l'injection de carburant diesel ou de gas-oil (dont le point éclair est inférieur à celui du fuel lourd) dans des pièces d'un moteur préchauffé risque d'aboutir à une combustion accidentelle, à la défaillance du moteur et peut-être à des incendies dans la salle des machines avec tous les risques qui s'y rattachent.

Une perte de puissance est également possible en raison des pratiques de mélange des combustibles à bord des navires; ces pratiques peuvent être délibérées comme dans le cas de la dilution des combustibles résiduels avec des distillats ou d'autres composantes dans les citernes de stockage ou de décantation, ou peuvent être le fait d'un accident dans les conduites de combustible et les pompes durant le changement. La dilution d'un résidu thermofissuré ayant une concentration de diluant paraffinique comme du gas-oil peut se traduire par l'instabilité des combustibles.

---

72. Entec IK Limited, *Quantification of Emissions from Ships Associated with Ship Movements Between Ports on the European Community*, Préparé pour la Commission européenne, juillet 2002.

73. Walker, S., *A Technical Perspective : Impact of Low Sulphur Fuel on the End User*, The 24<sup>th</sup> International Bunker Conference, mai 2003.

74. *Ibidem*.

Il faut donc que l'aromaticité de tout diluant soit suffisamment élevée pour assurer la dispersion des asphaltènes. Malheureusement, cela aboutit à d'autres problèmes, car les combustibles à l'aromaticité élevée ont souvent de mauvaises propriétés d'allumage et de combustion. Le mélange de deux fuels même stables peut donner lieu à un produit qui a une faible réserve de stabilité. Cela veut dire que même d'infimes variations de température (à cause d'un changement des conditions extérieures) peuvent entraîner la coagulation du combustible ou la formation de boues épaisses qui provoquent l'obstruction des séparateurs et des filtres à carburant. Il pourrait s'ensuire l'étranglement de l'approvisionnement en carburant et l'arrêt du moteur<sup>75</sup>.

### 4.3 Questions techniques et opérationnelles

Les problèmes qui se rattachent à l'alimentation d'un moteur avec des combustibles à faible teneur en soufre ont trait à la lubrification. Les huiles lubrifiantes contiennent du calcium qui protège le moteur contre les émissions des fuels lourds en neutralisant les émissions acides comme celles qui proviennent des qualités de fuel à forte teneur en soufre. Si l'approvisionnement en fuel passe à un fuel à base de distillats à faible teneur en soufre, le distillat ne neutralise pas le calcium des huiles lubrifiantes, ce qui entraîne des dépôts de calcium blancs sur les collets des cylindres. Cela à son tour peut entraîner l'érosion et la déchirure de la chemise des cylindres. On a donc intérêt à installer un réservoir supplémentaire par cylindre. Il est peu probable que cela constitue un problème d'espace à bord des plus grands navires, mais cela peut être problématique dans les plus petits navires selon l'espace disponible dans la salle des machines et la conception originale<sup>76, 77</sup>. Certes, cela entraînera des coûts et une hausse de la complexité d'utilisation sans danger des machines.

Le pouvoir lubrifiant désigne la capacité d'un combustible à protéger les systèmes contre l'usure. Le soufre est un oligoélément lubrifiant d'origine naturelle dont l'élimination aboutit au polissage de l'alésage, ce qui finit par entraver la création de la pellicule d'huile nécessaire à la surface de la chemise du cylindre, entraînant par là une usure accélérée. L'usure peut entraîner des fuites dans la pompe à injection, réduire la pression des conduites carburant, entraîner des retards d'allumage et un mauvais calage du moteur, autant d'éléments qui nuisent aux performances du moteur. À l'autre extrémité du spectre, l'utilisation d'huiles lubrifiantes des cylindres à indice de base élevé peut entraîner une lubrification excessive, et le vernissage et le grippage de la chemise des cylindres<sup>78</sup>.

C'est ainsi que l'absence de pouvoir lubrifiant des combustibles à faible teneur en soufre obligera sans doute à remplacer des pièces des machines, comme les anneaux antipolissages, ainsi qu'à régler ou à modifier les systèmes d'injection (dispositifs de préchauffage, conduites carburant, séparateurs, etc.) pour tenir compte des fluctuations de la viscosité du carburant et de la baisse du point éclair.

D'après les questions mentionnées ci-dessus, les navires qui naviguent constamment ou pendant de longs moments dans les limites d'une ZCES connaîtront de nombreux problèmes techniques

---

75. MARTOB, *Operational Aspects of a Sulphur Cap on Marine Fuels*, [www.marinetech.ncl.ac.uk](http://www.marinetech.ncl.ac.uk), juin 2004.

76. Entec UK Limited, juillet 2002.

77. Wartsila Corporation, *Low Sulphur Guidelines*, Wartsila White Paper, mars 2005.

78. MAN B&W Diesel A/S, *Emission Control, Two-Stroke Diesel Engines*, [www.manbw.com](http://www.manbw.com), 2005.

attribuables au stockage de deux combustibles ou huiles lubrifiantes (et peut-être à des conversions), au changement de fuel ou d'huile lubrifiante, à la modernisation des machines et à la vidange et au mélange des fuels. En outre, les équipages devront suivre une formation complémentaire. Par exemple, l'avitaillement en deux qualités de distillats nécessitera différentes procédures opérationnelles par rapport à celles qu'on utilise actuellement, ce qui obligera les membres d'équipage à s'assurer que le bon fuel est mis en soute dans les citernes qui conviennent selon la teneur en soufre (qui est distincte de la norme ISO 8217) alors que tous les fuels à base de distillats seront stockés dans les mêmes citernes. Cela nécessitera un certain niveau de recyclage des employés chargés des opérations de ravitaillement, car il y a une possibilité d'erreurs humaines dans le remplissage des citernes de soute avec les fuels qui conviennent. Sans doute faudra-t-il également clairement marquer les citernes pour faire la distinction entre les distillats à faible teneur et à forte teneur en soufre.

Si l'on tient compte de l'exploitation d'un navire, les principales préoccupations ont trait à la disponibilité et aux coûts des fuels. Comme nous l'avons vu à la section 4.1, la disponibilité restreinte de fuels conformes dans les ports hors ZCES est une préoccupation majeure. De plus, pour les navires qui font rarement escale dans une ZCES, les exploitants déplorent les coûts à engager pour rendre la flotte existante de navires conforme à la réglementation sur les fuels à faible teneur en soufre et les travaux de modernisation nécessaires pour que les navires puissent être exploités avec deux combustibles. L'augmentation du coût des fuels à faible teneur en soufre (voir la section 5.3) est également préoccupante. Selon la fréquence des visites ou la durée passée à franchir les zones contrôlées, le supplément à payer pour l'utilisation de distillats ou de résidus à faible teneur en soufre par rapport aux combustibles ordinaires peut très nettement majorer le budget d'exploitation annuel. Alors que l'effet global d'une hausse des coûts d'exploitation sur les produits conformes peut être important, la réglementation n'aura pas d'incidence sur les résultats des navires qui font exclusivement du commerce dans une ZCES donnée, c'est-à-dire que les coûts seront ressentis par toutes les parties concernées et finiront par être répercutés sur les utilisateurs finals. Toutefois, les préoccupations concernent la navigation internationale, car le coût des échanges entre les ports d'une ZCES et les ports hors d'une ZCES risque de se traduire par un désavantage concurrentiel pour les navires qui font exclusivement du commerce en dehors des zones contrôlées.

Il y a diverses autres questions significatives, encore que moins importantes, dans le changement de la qualité d'un fuel. Les fuels de qualité supérieure permettent de réaliser des économies au niveau de la consommation de carburant et des activités d'entretien. La chaleur de combustion type du MDO est d'environ 42 MJ/kg et celle du fuel lourd est d'environ 40 MJ/kg (voir le Tableau 5.1), écart qui en théorie peut représenter une baisse de la consommation de carburant d'environ 5 %<sup>79</sup>. De plus, les propriétés du carburant diesel qui a une plus faible viscosité et une moindre teneur en particules se traduisent par une baisse du frottement dans les pièces mobiles du moteur, ce qui à son tour entraîne une baisse de la consommation de carburant et une diminution des travaux d'entretien des pistons, des séparateurs, des turbochargeurs, des vannes de combustible et des soupapes d'échappement.

---

79. Croner, P., *MDO vs HFO in Deep-Sea RoRo Service. Is there a Financial Break-even?*, Wallenius Lines, 2002.

Parmi les autres avantages qu'il y a à brûler du MDO, il faut mentionner la baisse du volume des boues, le plus long intervalle qui s'écoule entre les révisions majeures, la baisse de consommation d'huile lubrifiante et une amélioration des conditions de travail. Le volume des boues (c.-à-d. les déchets, les sédiments, les résidus huileux et l'eau provenant des séparateurs, des citernes de décantation, les installations à air de balayage, etc.) dépend fortement de la qualité du fuel; les fuels de qualité supérieure entraînent une baisse du volume de boues. Outre une diminution des fuels « gaspillés » (boues), la baisse du volume de boues se traduit par une amélioration des conditions de travail, par une diminution de la main-d'œuvre à bord et une réduction des coûts de transvasement des boues dans un réceptacle à déchets.

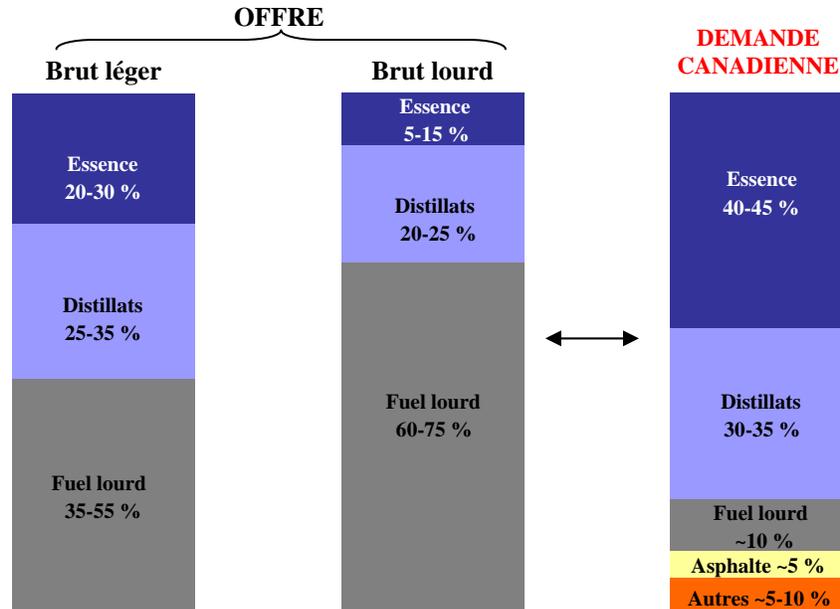
Le passage au MDO se traduira également par une amélioration des conditions et une diminution des effectifs de nettoyage. Les propriétés du carburant diesel, comme sa plus faible viscosité et sa moindre teneur en particules, sont telles que cela peut réduire la quantité de détergents et qu'il devient possible d'utiliser des détergents moins puissants et plus respectueux de l'environnement. Cela s'applique à tous les équipements de manutention des hydrocarbures, comme les séparateurs, les pompes, les filtres et les réchauffeurs. De plus, la baisse des rejets de suie et de particules donne lieu à une diminution des activités de nettoyage des ponts, des superstructures et des accessoires des machines.

## 5 APERÇU DES COMBUSTIBLES MARINS VENDUS AU CANADA

### 5.1 Généralités

Le pétrole brut se compose d'hydrocarbures ou de molécules faites d'atomes de carbone et d'hydrogène. La longueur de ces hydrocarbures est variable selon le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne et, pour produire des produits viables et rentables sur le plan économique, les chaînes d'hydrocarbures sont séparées dans la longueur par le processus de raffinage. Cela a pour effet de transformer le pétrole brut en une diversité de produits pétroliers qui peuvent être utilisés comme combustibles, produits pétrochimiques, lubrifiants et bitume. En termes simples, le raffinage du pétrole associe des procédés de distillation (séparation en diverses fractions) à d'autres opérations de transformation qui modifient la structure moléculaire des hydrocarbures.

Les bruts contiennent généralement entre 35 p. 100 et 50 p. 100 (en masse) de résidus qui demeurent après la distillation du brut dans les conditions atmosphériques, ce qui est la première étape de transformation dans pratiquement toutes les raffineries. Toutefois, étant donné que la demande canadienne de produits plus légers a augmenté et que la demande globale de fuels lourds a baissé, la demande de fuels lourds à usage maritime et à usage terrestre représente aujourd'hui moins de 10 p. 100 du marché canadien dans son ensemble (voir la Figure 5.1)<sup>80</sup>. Les raffineries canadiennes sont configurées principalement pour répondre aux demandes du marché canadien et du marché américain qui est très semblable. Elles doivent donc utiliser toute une variété de méthodes de raffinage pour produire un mélange adapté à la demande.

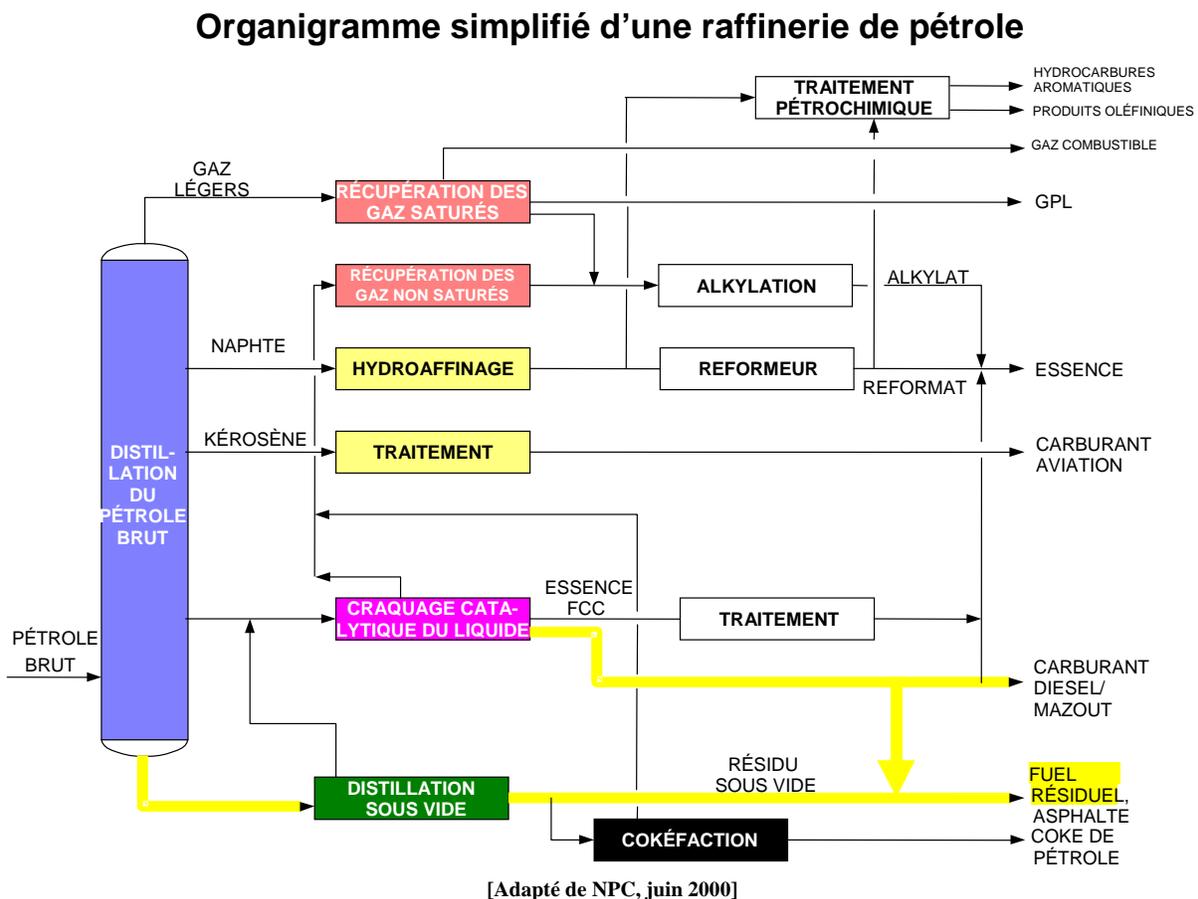


**Figure 5.1 : Types de bruts par rapport à la demande intérieure**

80. Institut canadien des produits pétroliers, *Tracer la voie : efficacité énergétique et émissions du secteur maritime, transport maritime et qualité de l'air, Perspectives de l'ICPP*, janvier 2005.

## 5.2 Procédés de raffinage

On trouvera une illustration d'un procédé type de raffinage du pétrole à la Figure 5.2<sup>81</sup>. Les différentes séparations servent à isoler lentement et à purifier chaque longueur différente d'hydrocarbures<sup>82</sup>. Une fois séparés, ces composants peuvent être transformés par craquage catalytique, cokéfaction et viscoréduction. Ces fractions plus grandes peuvent à leur tour être reformées ou combinées pour donner des molécules de valeur supérieure et de taille analogue ou plus grande. Les procédés de traitement peuvent éliminer les impuretés indésirables comme le soufre, l'azote et l'oxygène par hydrodésulfuration, hydroaffinage, désulfuration chimique et élimination des gaz acides. Les fuels à longueur de chaîne plus courte sont les produits les plus prisés (c.-à-d. l'essence, le propane, le carburant d'aviation et les gaz de pétrole liquéfié).



**Figure 5.2 : Organigramme du procédé de raffinage du pétrole**

81. Adapté du National Petroleum Council (juin 2000) et de l'ICPP, Charting the Course (2005).

82. Favennec, J.P., *Refinery Operation and Management*, 2001, p. 119-122.

Par la distillation, qui est le premier stade du raffinage, on arrive à séparer le brut en diverses longueurs de chaînes d'hydrocarbures. Plus la longueur de la chaîne est courte, plus le pétrole est léger et plus haut il s'élève dans la colonne de distillation. La distillation se fait en séparant un certain nombre de hauteurs d'une colonne par des plateaux. Chaque hauteur demeure à une température constante. Les hydrocarbures plus volatils (plus faible point d'ébullition) ou plus légers bouillent et s'élèvent vers le haut. Les hydrocarbures moins volatils (point d'ébullition plus élevé) ou plus lourds se condensent et tombent en bas de la colonne. À certaines hauteurs de la colonne, une partie du pétrole est extraite et est séparée en filets.

Deux formes de distillation sont présentes dans le procédé de raffinage, la distillation atmosphérique et la distillation sous vide. La distillation atmosphérique se fait à une pression proche de la pression atmosphérique et nécessite des températures très élevées pour favoriser la séparation des hydrocarbures. La distillation sous vide a lieu généralement après la distillation atmosphérique et uniquement sur les filets plus lourds. La distillation sous vide utilise des pressions inférieures et des températures plus élevées pour parvenir à la séparation.

Comme nous l'avons vu plus haut, les raffineries se concentrent sur la production de fuels qui sont principalement utilisés dans le transport routier, le transport aérien et le chauffage domestique. Les fuels lourds peuvent être transformés dans des essences entières plus rentables par le craquage d'hydrocarbures plus lourds à plus légers. Le craquage ne fait que briser les longues chaînes de carbone en hydrocarbures lourds, alors que la cokéfaction sert à dissocier les chaînes même plus lourdes en fuels plus légers. Ces procédés coûtent cher et ils ne sont pas parfaitement efficaces. C'est une combinaison d'efficacité et d'économie qui détermine la gamme des produits dérivés du craquage et de la cokéfaction.

Le nombre d'impuretés dans le pétrole augmente parallèlement à l'augmentation des plages de point d'ébullition<sup>83</sup>. C'est ainsi que les combustibles moyens à base de distillats, les fuels lourds

---

83.





















et les fuels résiduels contiennent tous une grande quantité d'impuretés, notamment du soufre. Pour réduire ces impuretés toxiques, on fait appel à un procédé de purification. L'hydroaffinage purifie le pétrole en faisant réagir les impuretés sous l'effet d'un gaz à base d'hydrogène dans des conditions catalytiques. Le gaz à base d'hydrogène réagit avec les SO<sub>x</sub> pour produire du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S). Ce gaz est ensuite séparé du pétrole et subit d'autres réactions pour produire du soufre liquide et de l'eau.

Le dernier stade du procédé de raffinage est propre au client et peut varier d'un baril de brut à un autre. Il implique la production de produits spécifiques qui sont une combinaison (mélange) des fuels produits.

Les raffineries canadiennes appartiennent à deux grands groupes selon la capacité de transformation : étêtage et conversion (voir le Tableau 5.1). La complexité du procédé de raffinage, l'intensité des capitaux, la flexibilité d'exploitation et la valeur ajoutée augmentent toutes tandis que l'on se déplace de gauche à droite dans le tableau suivant d'un type de raffinerie à l'autre. Pratiquement toutes les raffineries du Canada reposent sur le craquage catalytique, même si quelques raffineries à conversion profonde utilisent l'hydrocraquage plutôt que le craquage catalytique<sup>84</sup>.

**Tableau 5.1 : Catégories de raffineries**

Catégorie	Étêtage			Conversion	
	Distillat de tête	Distillation-reformage	Craquage thermique	Craquage catalytique	Conversion profonde
Distillation atmosphérique	√	√	√	√	√
Traitement	√	√	√	√	√
Mélange	√	√	√	√	√
Valorisation		√	√	√√	√√
Conversion			√	√√	√√√

Remarque : Le nombre de √ représente une complexité croissante.

Les raffineries d'étêtage sont relativement simples, puisqu'elles s'occupent de la distillation du brut, de son traitement, de sa valorisation (par reformage catalytique, uniquement dans le cas de la distillation-reformage) et de son mélange. Les raffineries d'étêtage produisent des produits raffinés dans des proportions qui sont dictées essentiellement par celles des fractions des intervalles d'ébullition dans le mélange de pétrole brut. Au Canada, les raffineries qui ne produisent que du bitume sont les raffineries d'étêtage qui ne comportent que des unités de distillation sous vide.

Les raffineries de conversion sont relativement complexes, puisqu'elles s'occupent de la distillation du brut, de son traitement, de sa valorisation (au moins du reformage catalytique et généralement aussi d'autres procédés), de sa conversion (d'au moins un procédé de conversion et

83. Energy Information Administration, *The Transition to Ultra-Low Sulfur Diesel : Effects on Prices and Supply*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov), 2005.

84. Purvin & Gertz Inc., *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, août 2004, p. III-9.

souvent plus) et de son mélange. Une raffinerie de conversion peut se définir comme une raffinerie qui possède des unités de craquage catalytique résiduel, de distillation-reformage ou de craquage thermique et qui s'occupe donc de la conversion des éléments plus lourds du brut. Les raffineries de conversion produisent des produits plus légers et des produits moins lourds que ce qu'indique la distribution des fractions des intervalles d'ébullition dans le mélange de pétrole brut. Certaines raffineries de conversion profonde produisent une liste de produits entièrement légers qui ne contiennent aucun produit résiduel. Les raffineries de conversion convertissent la liste des produits en produits légers en opérant le craquage (conversion) des fractions de pétrole brut lourd en mélanges d'essence, en mélanges à base de distillats et en gaz de raffinerie. Ces raffineries étant allées plus loin dans les résidus pour convertir une plus grande quantité de bruts en produits légers, la qualité du fuel lourd produit a diminué sous certains rapports car des impuretés se sont concentrées dans les résidus.

### **5.3 Fuels marins**

Les fuels marins sont un mélange de distillats moyens et de combustibles résiduels. Selon le produit dont on a besoin, les combustibles résiduels sont mélangés aux distillats lourds et moyens pour produire un produit final lourd qui a une viscosité et un point éclair spécifiques, tandis que les distillats sont dérivés de la colonne des distillats moyens.

Comme nous l'avons vu à la section 1.5, les fuels marins appartiennent aux catégories suivantes : MGO, MDO, IFO et résidus. Le MGO s'obtient à partir des composants des mélanges de distillats moyens, qui peuvent également servir à la production de carburant diesel routier et de fuel de chauffage moyennant une transformation supplémentaire s'il y a lieu. Les spécifications du MDO sont telles que certains fuels lourds peuvent être mélangés aux éléments des distillats moyens.

Les fuels résiduels s'obtiennent à partir des courants de raffinage qui servent également à la production de fuels légers et lourds à usage terrestre. Toutefois, en vertu de la teneur en soufre supérieure autorisée dans les combustibles marins par rapport aux fuels lourds à usage terrestre, on peut utiliser les composants produits à partir des bruts à teneur en soufre plus élevée. Le soufre est l'un des nombreux éléments qui différencient les qualités du brut (et donc ses coûts), comme nous le verrons ci-après.

Étant donné que les fuels résiduels peuvent être considérés essentiellement comme des produits dérivés du procédé de raffinage, ils se vendent (y compris de nombreux fuels marins) moins cher que le pétrole brut dont ils sont issus. Il importe de comprendre cela pour bien saisir la façon dont le passage à des fuels à faible teneur en soufre se répercutera sur l'offre et le coût des fuels marins à l'avenir.

### **5.4 Propriétés et prix du brut**

Chaque gisement de pétrole donne un brut qui possède un amalgame exceptionnel de propriétés, que l'industrie a classées en un grand nombre de catégories. Le monde produit et vend plus de 160 variétés de bruts, dont le prix est très variable : alors que le prix du Brent du Royaume-Uni se chiffrait en moyenne à 43,04 dollars en août 2004, le brut lourd syrien coûtait 29,97 dollars.

De tels écarts de prix démontrent pourquoi un seul prix ne peut pas servir à établir des prévisions pour tous les bruts<sup>85</sup>.

Les bruts diffèrent l'un de l'autre sous l'angle d'un grand nombre de propriétés chimiques et physiques, dont beaucoup jouent un rôle important dans le raffinage et la vente ultérieure des produits pétroliers. En général, les analyses statistiques des écarts des prix mondiaux se sont concentrées sur deux grandes propriétés : la densité (légèreté) mesurée en degrés API (échelle de l'American Petroleum Institute) et le pourcentage de la teneur en soufre en masse.

Les bruts plus légers (dont l'indice API est plus élevé) donnent un grand nombre de produits plus légers, comme l'essence, dont la valeur de revente est supérieure. Toutes les autres propriétés étant égales par ailleurs, les produits plus légers devraient se vendre plus cher que les bruts plus lourds. Par déduction, si les prix de tous les produits pétroliers augmentaient du même pourcentage, l'écart de prix absolu entre les bruts lourds et légers (la réduction) devrait se creuser.

Une teneur élevée en soufre a un effet délétère sur la valeur des bruts car elle se traduit par une augmentation des coûts d'exploitation des raffineries en raison des exigences spéciales de transformation et d'entretien. En outre, dans de nombreux pays, de nouvelles lois prescrivent une teneur en soufre inférieure pour l'essence et le carburant diesel. C'est ainsi que le brut (corrosif) à haute teneur en soufre devrait se vendre moins cher que le brut (non corrosif) à faible teneur en soufre ayant le même indice API. Par conséquent, une augmentation de la part du brut à forte teneur en soufre sur les marchés mondiaux ou une augmentation relative de la demande de produits à faible teneur en soufre devrait se traduire par des rabais plus importants pour les bruts à forte teneur en soufre.

Comme nous l'avons mentionné plus haut, la densité et la teneur en soufre varient selon le gisement. Toutefois, les caractéristiques relatives à la densité et à la teneur en soufre sont sans rapport; par exemple, certains bruts lourds (comme celui qui vient d'Afrique du Sud) ont une teneur en soufre relativement faible, alors que les gisements de pétrole du Canada (dans l'optique mondiale) produisent des bruts de densité moyenne ayant une teneur en soufre moyenne.

Une autre importante propriété du brut est son acidité. L'apparition récente de nouveaux producteurs en Afrique occidentale et dans d'autres pays a entraîné une augmentation de l'offre et du nombre de bruts ayant une forte acidité, comme en témoigne l'indice d'acide, un indice global qui comporte divers types d'acides. Certains de ces acides ne présentent aucun problème particulier dans le procédé de raffinage. Mais, au-delà d'une certaine limite, l'acidité a un effet corrosif sur les raffineries. Le mélange de brut à faible indice d'acide et à fort indice d'acide permet de remédier à ce problème, mais il augmente les coûts logistiques. Les nouvelles raffineries construites avec des matériaux spéciaux peuvent tolérer une acidité plus élevée, mais ces installations sont peu nombreuses. C'est pourquoi les bruts ayant un indice d'acide élevé (supérieur à environ 0,5) ont toutes les chances de se vendre moins cher car ils limitent les options de raffinage.

---

85. Groupe de la Banque mondiale, *Public Policy for the Private Sector, Crude Oil Prices*, Note n° 275, octobre 2004.

Le Canada est actuellement le neuvième producteur de brut du monde avec suffisamment de pétrole pour subvenir à ses besoins intérieurs et approvisionner les marchés d'exportation. Actuellement, le Canada est le plus gros fournisseur de brut et de produits raffinés importés par les États-Unis, puisqu'il exporte 2,1 millions de barils par jour vers ce pays. La production de pétrole a toujours été concentrée dans les gisements conventionnels de l'Ouest et du Nord du Canada et, depuis quelques années, plus de 300 000 barils par jour proviennent de gisements *offshore* dans le Canada atlantique. Toutefois, la hausse de production la plus importante depuis dix ans provient des sables bitumineux, dont la croissance se poursuit à un rythme rapide<sup>86</sup>.

En 2004, la production totale de brut canadien a dépassé 2,6 millions de barils par jour, et c'est l'Ouest du pays (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba et Territoires du Nord-Ouest) qui a produit plus de 87 p. 100 de la totalité du brut. Le Canada atlantique (Terre-Neuve) produit le reste. Sur la production totale, les produits suivants ont été fournis (la part de la production totale) : bruts légers et moyens ordinaires (30 p. 100), bruts lourds ordinaires (24 p. 100); bruts dérivés des sables bitumineux (40 p. 100) et autres (6 p. 100)<sup>87</sup>. La distribution et la consommation par les raffineries des bruts canadiens sont décrites plus en détail à la section 7.2.

Si l'on considère la production de fuels marins (distillats et résidus), la qualité du brut est un facteur important pour la qualité, la teneur en soufre et le coût du produit final. Les raffineries qui transforment des bruts sulfureux produiront, moyennant des procédés de raffinage standard, des fuels marins lourds ayant une forte teneur en soufre. De même, à moins que les raffineries n'adoptent des systèmes de traitement, la qualité des combustibles à base de distillats est fonction de la teneur en soufre du brut. Ainsi, pour produire des fuels marins à faible teneur en soufre, les raffineries ont la possibilité de transformer des bruts non sulfureux ou d'investir dans des technologies de désulfuration.

En général, pour produire un fuel lourd ayant une teneur en soufre inférieure à 1,5 p. 100 dans une raffinerie procédant au craquage catalytique, il faut un pétrole brut dont la teneur en soufre est inférieure à 0,7 p. 100<sup>88</sup>. C'est la teneur caractéristique des bruts BC Light, Bonnie Glen, Federated, Pembina, Rainbow et Synthetic au Canada, qui sont tous considérés comme des bruts légers et qui vont chercher un supplément de 7 dollars à 17 dollars le baril par rapport aux bruts lourds et sulfureux (2004-2005). Les réserves canadiennes de brut lourd ont une teneur en soufre supérieure à 2 p. 100. En raison de l'écart de prix entre les bruts de piètre qualité et de qualité supérieure, certaines raffineries ont décidé d'investir dans des technologies de traitement et d'engager des coûts d'exploitation plus élevés. Selon l'écart de prix des bruts, les coûts différentiels de ces investissements peuvent se justifier pour la production et la vente de produits de grande valeur (essence et carburant diesel). Toutefois, l'industrie estime qu'il n'est pas

---

86. Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil...a Reliable and Growing Supply of North American Energy*, avril 2005.

87. Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast, 2004-2015*, juillet 2004, p. 6.

88. Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002, p. 42.

rentable d'investir dans des technologies de désulfuration pour produire des bruts lourds à faible teneur en soufre isolément. Si les coûts qui entrent en jeu sont appliqués uniquement aux produits lourds, ils augmentent à un seuil inacceptable.

### 5.5 Coûts se rattachant à diverses qualités de fuels marins

Les diverses qualités des fuels marins ont été présentées à la section 1.5 (dans l'optique mondiale) tandis que la section 3.2 permet de se faire une idée des fuels fournis sur le marché canadien. On trouvera d'autres évaluations des produits et des ventes au Canada aux sections 6 et 7, alors qu'on trouvera ci-après un aperçu des prix actuels et historiques des fuels marins, selon la qualité.

Les prix du fuel fluctuent constamment en raison des lois du marché et du prix du brut. De plus, le marché du mazout est extrêmement sensible aux prix puisque les décisions des armateurs sur le lieu d'approvisionnement dépendent du prix relatif du fuel vendu dans les différents ports. Ces décisions de ravitaillement subissent donc également l'effet des suppléments de prix relatifs résultant des différentes politiques fiscales entre les pays et les régions, surtout en ce qui concerne les taxes sur le carburant<sup>89</sup>.

Ce qu'il y a sans doute de plus important, ce sont les différences caractéristiques entre les types de fuels, notamment le gas-oil à usage maritime, le carburant diesel à usage maritime et les fuels lourds à forte teneur en soufre et à faible teneur en soufre. Si l'on tient compte des prix comparatifs (en dollars US) selon la région, voici les observations que l'on peut formuler (voir les figures 5.3 à 5.6)<sup>90</sup> :

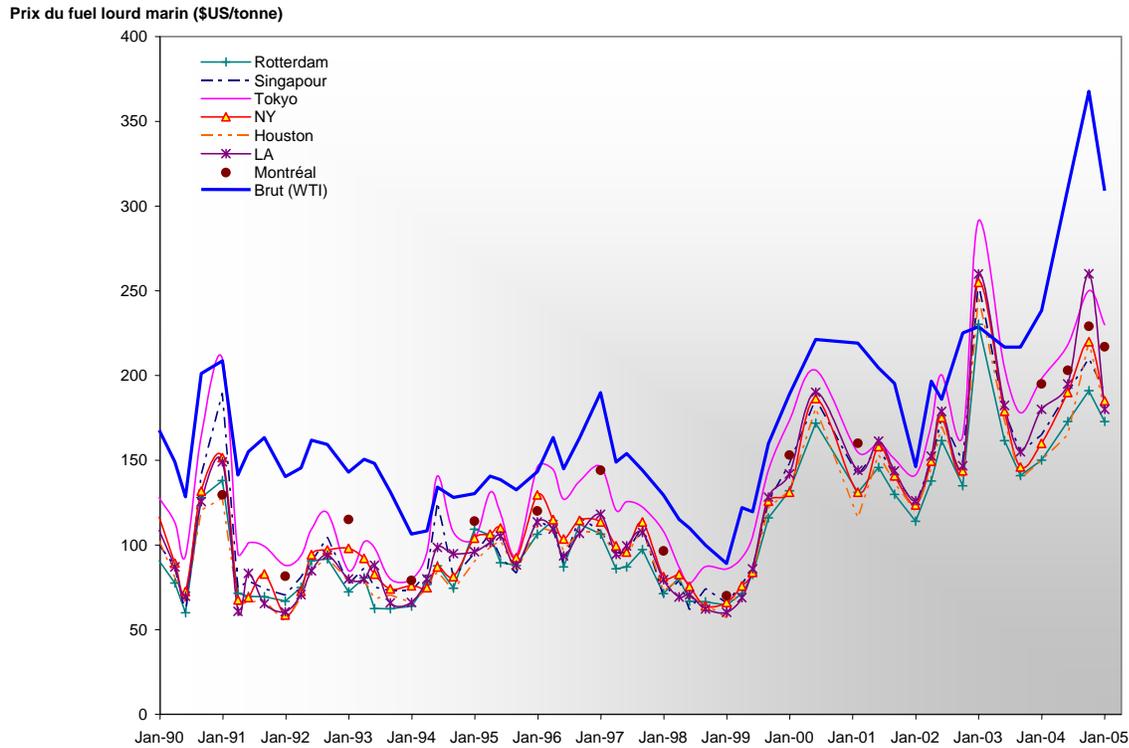
- ✗ il y a un grand écart dans les prix, en particulier entre les types de fuels, mais également pour le même type entre différents ports. Il y a également un écart relativement fréquent en raison des fluctuations de l'offre et de la demande;
- ✗ le supplément de prix mondial à long terme pour le MDO par rapport aux fuels lourds est de l'ordre de 100 dollars à 150 dollars la tonne, même s'il est nettement plus élevé à l'heure actuelle;
- ✗ le supplément de prix historique entre les fuels résiduels à faible teneur et à forte teneur en soufre varie entre 2 dollars et 43 dollars la tonne;
- ✗ les prix des fuels lourds au Canada sont généralement plus élevés qu'aux États-Unis : 10 p. 100 de plus sur la côte Est; 2 p. 100 à 5 p. 100 de plus sur la côte Ouest; et 15 p. 100 à 20 p. 100 de plus que sur la côte du golfe des États-Unis (Houston);
- ✗ les prix du carburant diesel marin au Canada sont généralement plus élevés qu'aux États-Unis : 2 p. 100 à 5 p. 100 de plus sur la côte Est et jusqu'à 10 p. 100 de plus sur la côte Ouest et entre 20 p. 100 et 30 p. 100 de plus que sur la côte du golfe des États-Unis (Houston);

---

89. Entec UK Limited, juillet 2002, p. 81.

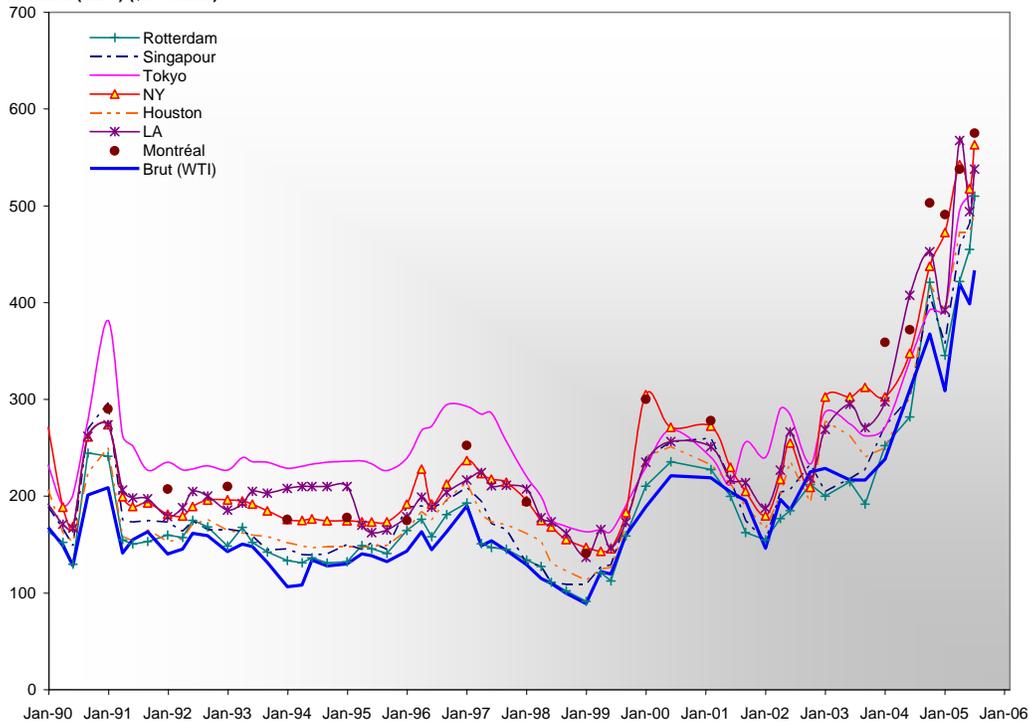
90. Données provenant du site Web de Bunker World ([www.bunkerworld.com](http://www.bunkerworld.com)).

- ✕ à l'exclusion de la côte du golfe des États-Unis, les prix en Amérique du Nord sont généralement supérieurs de 2 p. 100 à 4 p. 100 et de 15 p. 100 à 25 p. 100 respectivement pour les fuels lourds et le MDO par rapport à Rotterdam et Singapour.



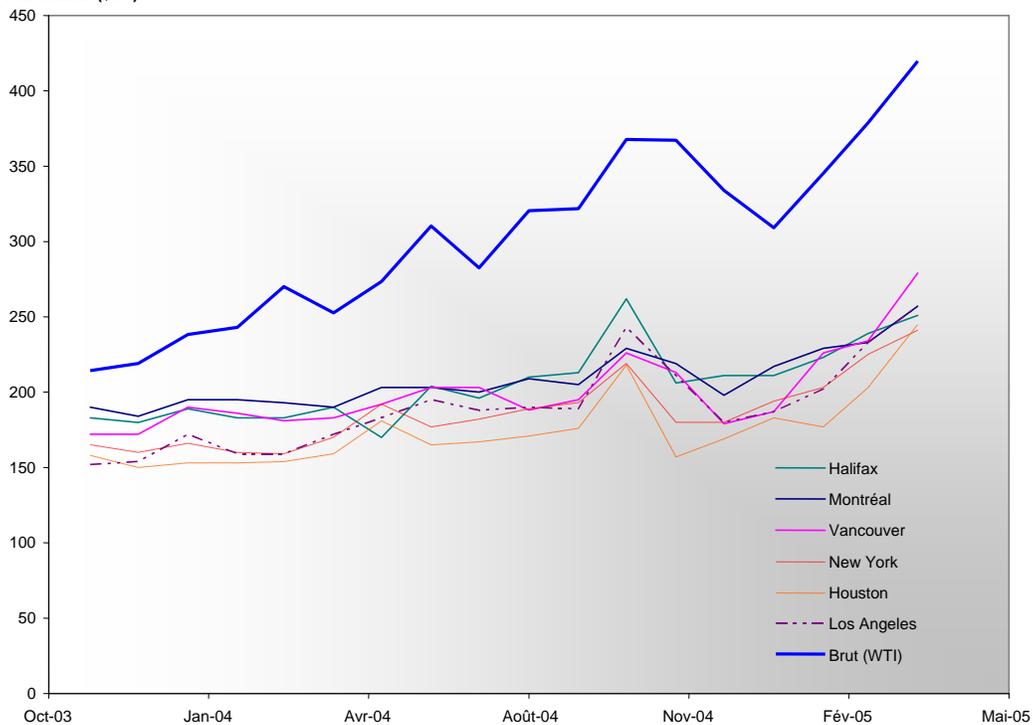
**Figure 5.3 : Prix du fuel lourd marin (1990-2005)**

Prix du carburant diesel marin (MDO) (\$US/tonne)

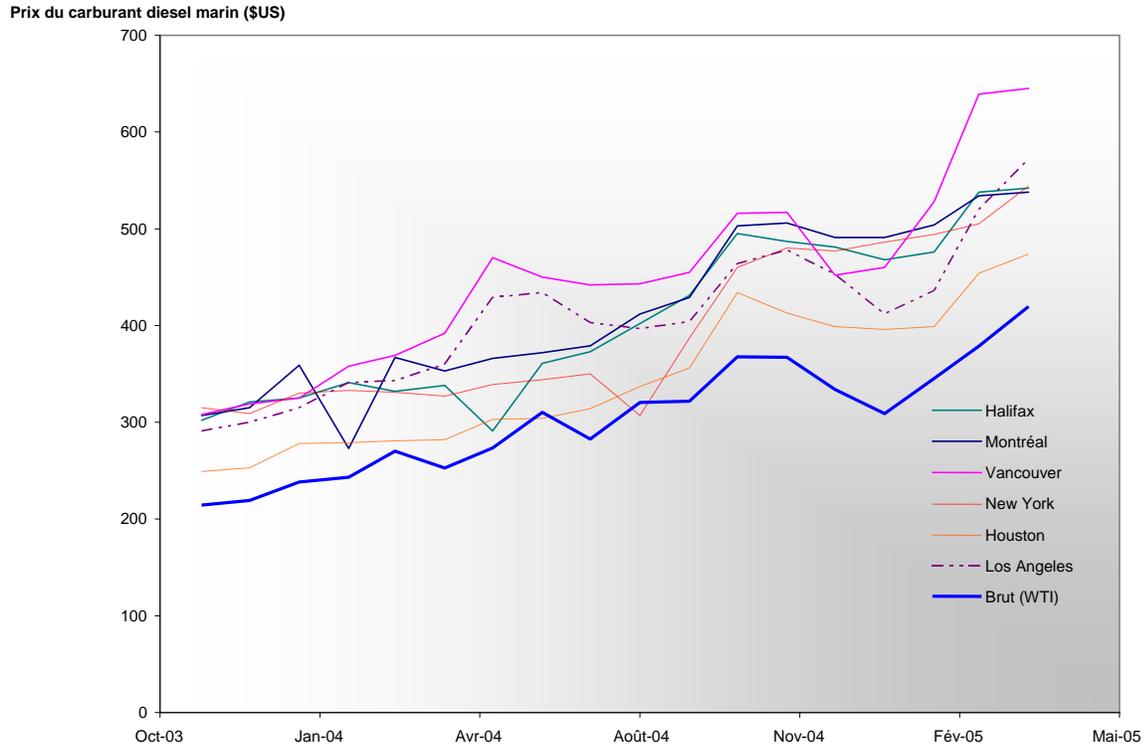


**Figure 5.4 : Prix du carburant diesel marin (MDO) (1990-2005)**

Prix du fuel lourd marin (\$US)



**Figure 5.5 : Prix de l'IFO 380 en Amérique du Nord (2003-2005)**



**Figure 5.6 : Prix du MDO nord-américain (2003-2005)**

## 6 APERÇU DE LA QUALITÉ DES COMBUSTIBLES MARINS AU CANADA

### 6.1 Teneur en soufre des fuels marins au Canada

La section 7 propose un aperçu des raffineries, des importateurs et des fournisseurs de fuels marins au Canada. Les organismes mentionnés ont été consultés et invités à répondre à des questionnaires dans le cadre de ce projet. Ces questionnaires leur demandaient des renseignements sur les ventes annuelles de fuel et sa qualité. En outre, des consultations ont été organisées avec certains intervenants pour recueillir d'autres données sur les variations de qualité du fuel et la teneur en soufre selon les différentes qualités.

On a reçu des réponses de tout le pays. Dans les cas où une seule raffinerie ou un seul fournisseur d'une région vendait un produit particulier, cette donnée ne figure pas dans le total régional, étant donné que cela enfreindrait des conditions de nos accords de confidentialité. De même, le total national de ce produit en particulier n'est pas fourni dans les cas où cela permettrait aux lecteurs de reconstituer les données régionales omises en fonction des ventes effectuées dans toutes les autres régions. Pour atténuer les chances que les lecteurs déterminent les données retenues sur le volume des ventes, nous avons décidé de ne pas publier le nombre d'agents des ventes régionaux de chaque produit. Ces données sont présentées au tableau 6.1 ci-après.

Le rapport fait état des données sur la teneur en soufre de la même manière, si ce n'est que les données nationales sont toutes présentées même pour les produits pour lesquels les volumes nationaux des ventes n'ont pas été déclarés. Cela s'explique par le fait que les données sur la teneur en soufre sont présentées comme des moyennes pondérées selon le volume, de sorte que sans volumes nationaux des ventes, il n'est pas possible de reconstituer les données régionales manquantes sur la teneur en soufre. Ces données sont présentées au tableau 6.2 ci-après.

**Tableau 6.1 : Volume des ventes canadiennes de fuels marins en 2004**

Qualités de fuels	Ventes de fuels en 2004 (m <sup>3</sup> )				
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest	Canada
DMA	201 709	49 100	86 300	140 790	477 899
DMB	**	68 500	38 900	69 619	**
Autres distillats marins	192 809	**	**	**	452 293
<IFO 180	**	9 993	27 000	**	43 993
IFO180 – IFO380	121 610	346 391	97 000	541 376	1 106 376
IFO380 – IFO640	**	45 100	109 836	524 634	**
>IFO640	**	0	**	0	91 000

Remarque : \*\* Données retenues pour en protéger la confidentialité.

**Tableau 6.2 : Teneur en soufre pondérée selon le volume des fuels marins vendus au Canada en 2004**

Qualités de fuels	Teneur en soufre moyenne pondérée selon le volume (%)				
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest	Canada
DMA	0,125	0,226	0,489	0,145	0,207
DMB	**	0,054	0,226	0,211	0,144
Autres distillats marins	0,172	**	**	**	0,224
<IFO 180	**	1,468	1,974	**	1,763
IFO180 - IFO380	3,632	1,306	2,230	1,666	1,819
IFO380 - IFO640	**	1,492	2,313	1,587	1,672
>IFO640	**	s. o.	**	s. o.	1,806
<b>Tous les fuels à base de distillats</b>	<b>0,144</b>	<b>0,134</b>	<b>0,313</b>	<b>0,233</b>	<b>0,201</b>
<b>Tous les fuels résiduels</b>	<b>2,505</b>	<b>1,331</b>	<b>2,162</b>	<b>1,627</b>	<b>1,760</b>

Remarque : \*\* Données retenues pour en protéger la confidentialité.

Les résultats du Tableau 6.1 ont été rajustés pour éviter la double comptabilisation des ventes canadiennes, ce qui veut dire qu'au niveau des fournisseurs, les fuels vendus à l'échelle nationale ne sont pas compris dans les estimations ci-dessus, car les volumes des ventes font partie de l'offre des raffineries.

Pour vérifier l'exhaustivité des volumes déclarés, des importations, des ventes et de la qualité des fuels, les résultats ont été comparés aux chiffres de Statistique Canada<sup>91, 92</sup> et d'Environnement Canada<sup>93</sup> relatifs à 2003-2004. Si l'on compare les volumes des ventes déclarés au Tableau 6.1 à ceux qui sont présentés à la Figure 3.4, il est manifeste qu'il y a eu un changement radical dans les modes d'utilisation du fuel du secteur maritime entre 2003 et 2004, ou qu'il y a eu des erreurs de déclaration des données dans une des études ou dans les deux. La quantité des ventes de fuels à base de distillats déclarées pour la présente étude est de l'ordre de 1,2 million de mètres cubes, ce qui est environ 400 000 mètres cubes de moins qu'en 2003, ou une baisse d'environ un tiers. L'écart dans les ventes de combustibles résiduels déclarées est encore plus spectaculaire : d'environ 900 000 mètres cubes en 2003, le volume est passé à un peu plus de 2 millions de mètres cubes en 2004.

Sans avoir accès aux données réelles du rapport de Statistique Canada qui ont servi de fondement à la figure 3.4, il est impossible de déterminer l'origine de cet écart. Il est fort possible qu'aucun des deux ensembles de données ne soit inexact, mais plutôt qu'on ait posé des questions différentes aux agents des ventes, qui ont par conséquent fourni des réponses différentes.

91. Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada*, Catalogue n° 57-003-XIB, 2002 et 2003.

92. Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés*, Catalogue n° 45-004-XIB, décembre 2004.

93. Environnement Canada, Division des combustibles, *Rapport sur la teneur en soufre des carburants liquides – 2003*, novembre 2004.

Pour ce qui est de la présente étude, on sait que tous les questionnaires n'ont pas été retournés par les fournisseurs de fuels, en dépit de communications régulières. Tous les raffineurs contactés ont pour leur part fourni des réponses. Toutefois, dans le traitement des données, on est en droit de soupçonner que certains répondants n'aient pas inclus dans leurs réponses la totalité des produits marins vendus. D'autres répondants avaient des méthodes tellement complexes d'importations et d'exportations et de transferts entre raffineries qu'il a été impossible de rapprocher les données sur la production et les ventes dans le cadre de cette étude. Les auteurs sont d'avis que les omissions ou les inexactitudes des données sont attribuables au caractère très complexe de la production et des ventes de fuels, auquel des modèles linéaires de la production et des ventes ne s'appliquent pas.

Comme nous l'avons vu plus haut, la teneur en soufre varie considérablement selon le produit et la région. La teneur en soufre moyenne pondérée selon le volume des fuels à base de distillats (tels que déclarés) était d'environ 0,201 p. 100 (2 010 mg/kg), ce qui est comparable à la teneur déclarée pour les carburants diesel dans le Rapport sur la teneur en soufre des combustibles liquides de 2003 d'Environnement Canada. La teneur en soufre moyenne pondérée selon le volume des fuels résiduels était d'environ 1,76 p. 100 (17 600 mg/kg), ce qui est légèrement supérieur à la teneur déclarée par Environnement Canada (1,541 p. 100). La teneur en soufre moyenne d'Environnement Canada vise tous les fuels lourds domestiques produits et importés au Canada, notamment la consommation des services publics d'électricité et des installations industrielles. Les ventes de fuel lourd aux installations stationnaires sont réglementées à l'échelle régionale ou locale; d'où la différence dans la teneur en soufre déclarée ici par rapport à celle d'études préalables.

Une représentation historique de la teneur en soufre des fuels lourds est présentée par région à la Figure 6.1<sup>94</sup>. Faute de précisions sur les volumes de vente spécifiques des raffineries et des fournisseurs, les résultats de cette figure reposent sur des échantillons discrets des combustibles de soute prélevés par DnV. Depuis le milieu des années 1990, la teneur en soufre moyenne a diminué dans le fuel livré dans l'Ouest du Canada, en Ontario et au Québec; les baisses les plus significatives sont survenues au Québec. Pour l'Ouest du Canada et l'Ontario, la teneur en soufre a été ramenée à un niveau comparable à celui du milieu des années 1980.

Pour les provinces de l'Atlantique, la teneur en soufre moyenne a été relativement constante, malgré une hausse progressive constatée depuis le milieu des années 1990. Cette hausse est atténuée essentiellement par une raffinerie, qui livre des fuels lourds dont la teneur en soufre dépasse 4 % (soit la plus forte teneur en soufre au Canada pour les données recueillies dans le cadre de la présente étude). D'autres raffineries et fournisseurs des provinces de l'Atlantique livrent des fuels lourds dont la teneur en soufre est comparable à ce qu'elle est au Québec. Cela est illustré par les plages figurant dans la figure ci-dessous.

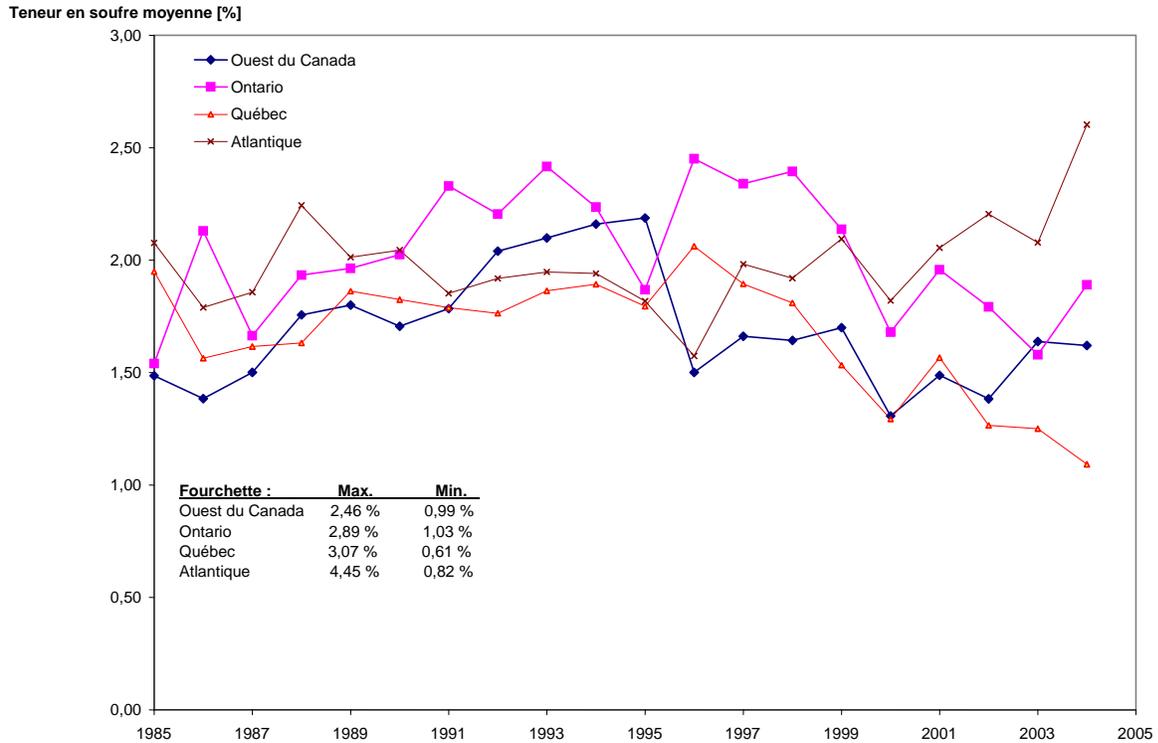
La Figure 6.2 illustre la dynamique de la teneur en soufre moyenne, par région, des fuels à base de distillats échantillonnés par DnV dans divers ports du Canada entre 1990 et aujourd'hui<sup>95</sup>. Les valeurs moyennes présentées portent sur tous les types de carburants diesel marins (DMA, DMB

---

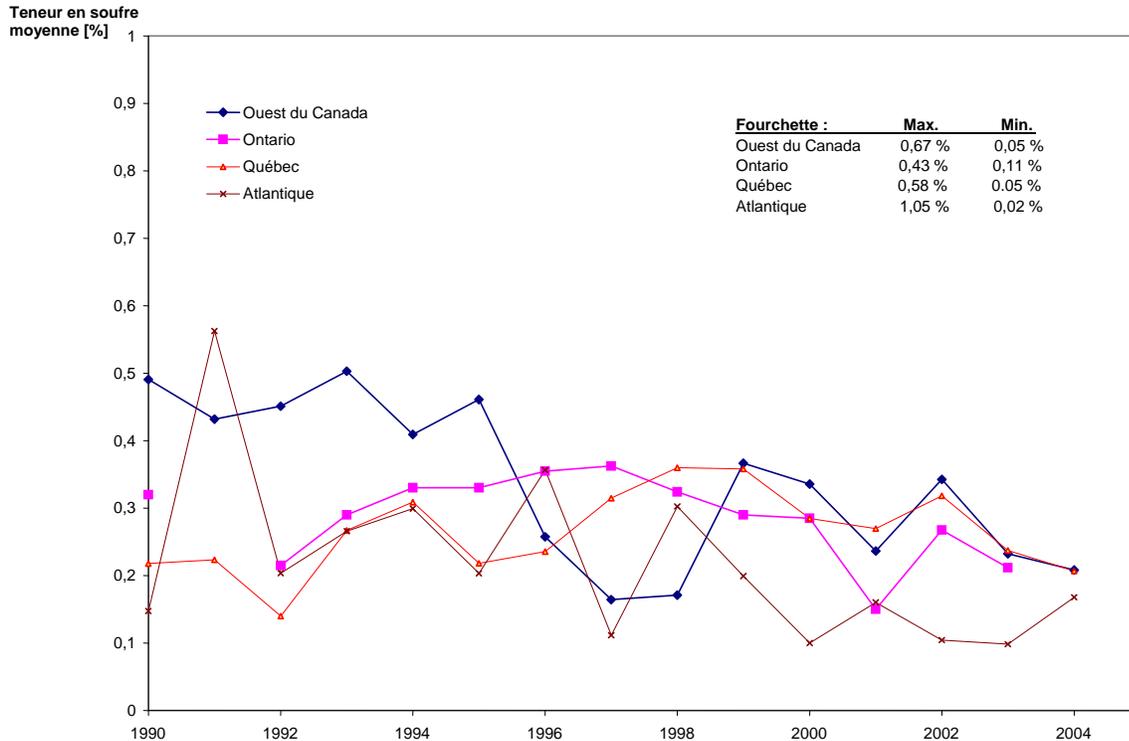
94. Données fournies par Det Norske Veritas.

95. *Ibidem*.

et DMC) de même que sur certains fuels non marins à faible teneur en soufre. Comme on peut le constater, la teneur en soufre a généralement diminué dans les régions de l'Ouest et de l'Atlantique, alors qu'elle est demeurée relativement constante en Ontario et au Québec.



**Figure 6.1 : Teneur en soufre moyenne historique des fuels résiduels, par région**



**Figure 6.2 : Teneur en soufre moyenne historique des fuels à base de distillats, par région**

## 6.2 Tendances futures de la teneur en soufre des fuels marins

Les données du Tableau 6.1 (y compris celles qui ont été retenues pour des raisons de confidentialité) montrent qu'à l'échelle nationale, 64 p. 100 des ventes de fuels déclarées portent sur l'IFO 180 ou un fuel plus lourd. De même, les données historiques présentées à la section 3 indiquent que les ventes de fuels lourds marins ont fluctué entre 50 p. 100 et 70 p. 100 du total des ventes de fuels marins depuis 1978. De plus, étant donné que la teneur en soufre des fuels lourds est d'un ordre de grandeur supérieur à celui des fuels à base de distillats, la majorité des données de l'inventaire des émissions nationales de SO<sub>x</sub> sont attribuables à l'utilisation de fuels lourds. Cela est également attesté par le *Rapport sur la teneur en soufre des carburants liquides* d'Environnement Canada selon lequel les fuels lourds ne représentent que 8 p. 100 de la production, mais près de 69 p. 100 de la distribution du soufre.

Comme nous l'avons vu à la section 2, la teneur en soufre des fuels marins à base de distillats sera limitée à 500 ppm à compter de 2007, et à 15 ppm pour les fuels marins à compter de 2012. À cause des règlements qui visent à la fois les carburants diesel routiers et non routiers au Canada, les raffineries nationales mettent actuellement la dernière touche à des plans visant à produire du carburant diesel routier dont la teneur en soufre est de 15 ppm. Chaque raffineur élabore sa propre solution pour respecter le règlement sur les carburants diesel routiers (d'ici 2006) et, dans le cadre de leurs investissements actuels, de nombreuses raffineries envisagent simultanément de réduire la teneur en soufre des carburants diesel non routiers (y compris les

carburants diesel ferroviaires et marins). La plupart des raffineries prévoient renforcer leur capacité d'hydrotraitement des distillats pour respecter les normes prescrites<sup>96</sup>.

Des règlements ont également été proposés pour les fuels domestiques afin de limiter à 0,1 p. 100 (1 000 ppm) leur teneur en soufre. De ce fait, un certain nombre de raffineries nationales ont élaboré des plans sur la manière de produire des fuels domestiques à faible teneur en soufre en même temps qu'elles engagent des investissements pour réduire la teneur en soufre d'autres carburants diesel. Le fuel sera produit grâce au renforcement de la capacité d'hydrotraitement. Toutefois, la désulfuration des composants du fuel léger pour obtenir des fuels domestiques dont la teneur est de 0,1 p. 100 pourrait s'avérer problématique. Après avoir obtenu du carburant diesel à teneur en soufre ultrabasse, les distillats résiduels sont généralement des combustibles de craquage à forte teneur en soufre qui sont plus difficiles à désulfurer. On pourrait en dire autant de la désulfuration des fuels résiduels et lourds à usage marin.

À l'issue de consultations avec les raffineurs, d'éventuelles solutions ont été trouvées pour produire des résidus à faible teneur en soufre, lesquelles vont du remélange des fuels à l'approvisionnement en bruts et essences de base à faible teneur en soufre et à la cokéfaction et à l'hydrotraitement des fuels résiduels. La section 9 analyse plus en détail les options de raffinage permettant d'obtenir des fuels résiduels à faible teneur en soufre (1,5 p. 100).

Compte tenu des règlements possibles, les producteurs de fuels lourds choisiront les options qui donnent les produits de plus grande valeur, lesquelles peuvent dans certains cas être les moins coûteuses. Ainsi, si les normes sur les fuels sont appliquées de manière à renforcer la capacité de désulfuration, les raffineries ont déclaré qu'elles augmenteraient leur production de produits pétroliers plus légers. La raison en est que les fuels résiduels hydrotraités ne sont pas économiquement rentables, alors que la production de distillats de qualité supérieure l'est. Si l'on suppose que la quantité de brut transformé reste constante, l'augmentation de la production de produits plus légers pourra aboutir à une réduction de la quantité de fuels résiduels disponibles sur le marché.

À l'avenir, les raffineries qui ne procèdent pas à l'hydrotraitement ou à l'hydrocraquage des fuels résiduels, mais leur font subir un craquage et une cokéfaction plus poussés pour produire d'autres produits à base de distillats, se retrouveront avec un produit résiduel dont la teneur en soufre est plus élevée que celle des produits actuels.

---

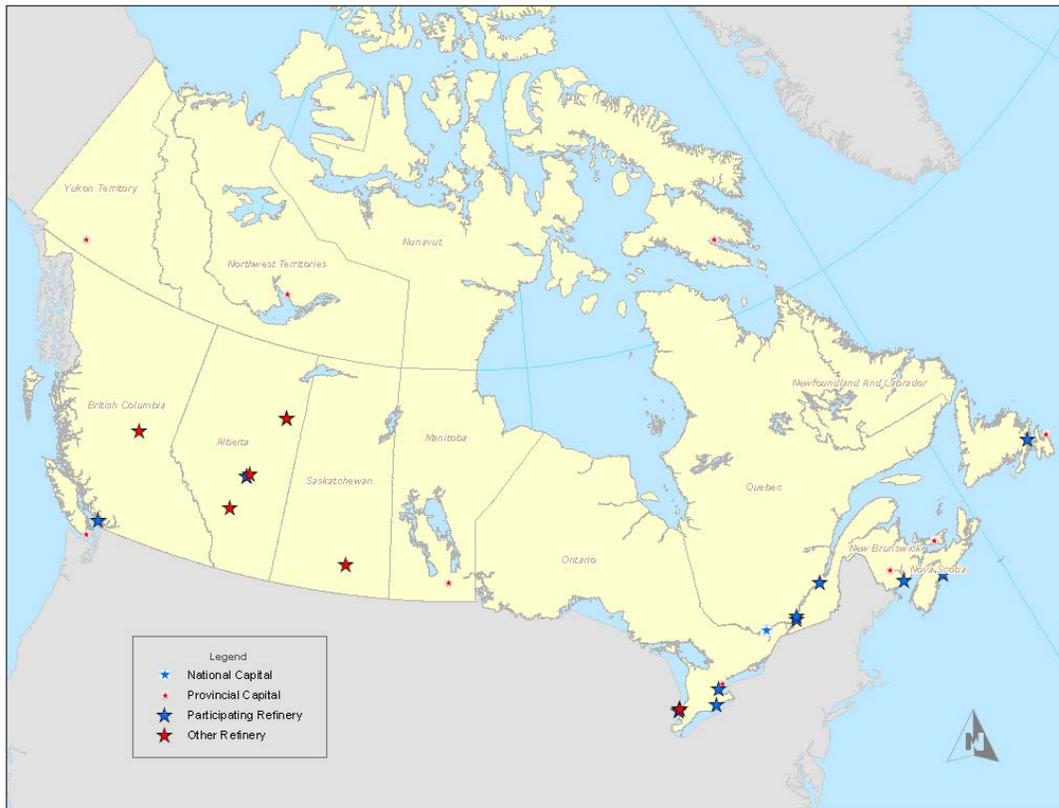
96. Purvin & Gertz Inc., *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, août 2004, p. IV-4.

## 7 CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT CANADIENNE EN FUELS MARINS

### 7.1 Identification des intervenants sur le marché canadien

Le marché canadien des raffineries et des fournisseurs de fuels marins compte 21 raffineries et de nombreux agents d'approvisionnement dans divers ports de ravitaillement au Canada. Neuf de ces raffineries sont situées dans l'Ouest du Canada (Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan), six autres en Ontario, tandis que le Québec et les provinces de l'Atlantique en comptent chacune trois. Ces 21 raffineries appartiennent à 13 compagnies pétrolières différentes, dont la plupart n'exploitent qu'une raffinerie.

Quatorze des 21 raffineries du Canada produisent des produits dont on sait qu'ils sont vendus directement ou indirectement sur le marché des fuels marins. Les sept autres raffineries n'approvisionnent pas en fuels le secteur du transport maritime et n'ont donc pas pris part à ce projet de recherche. La Figure 7.1 illustre la répartition géographique des raffineries canadiennes, en précisant les raffineries qui présentent de l'intérêt pour le présent projet.



**Figure 7.1 : Répartition des raffineries au Canada**

Légende : Capitale nationale – Capitale provinciale – Raffinerie participante – Autre raffinerie

Quatorze raffineries différentes approvisionnent les principaux ports de ravitaillement au Canada, alors qu'il y a entre un et sept fournisseurs de fuels présents dans chaque administration portuaire. En moyenne, on compte deux à trois fournisseurs dans chaque grand port de ravitaillement. Les figures 7.2 et 7.3 illustrent la répartition géographique des principaux ports intérieurs de ravitaillement, respectivement dans l'Est et l'Ouest du Canada. Les divers organismes sont indiqués par port au Tableau 7.1.

**Tableau 7.1 : Fournisseurs de fuels marins et ports de ravitaillement**

<b>Raffinerie</b>	<b>Administrations portuaires desservies</b>
BP Marine Fuels	Montréal
ExxonMobil Marine Fuels Ltd	Halifax, Montréal, Port-Cartier, Québec, Sarnia, Come By Chance, Vancouver
ICS Petroleum (Montréal) Ltd	Montréal
ICS Petroleum Ltd	Prince Rupert, Vancouver
Compagnie pétrolière impériale ltée	Charlottetown, Halifax, Newcastle, Port-Cartier, Québec, Come By Chance, Sarnia, Saint-Jean (T.-N.), Vancouver
Irving Oil Ltd	Charlottetown, Dartmouth, Halifax, Saint-Jean (N.-B.)
Kildair Service Ltd	Montréal, Québec
Marine Petrobulk	Vancouver
Petro Canada Products Ltd	Québec
Provmar Fuels Inc.	Hamilton, Toronto (Port Weller)
Shell Canada Products Ltd	Montréal, Québec, Sarnia
Statia Terminals Canada Inc.	Halifax, Port Hawkesbury
Sterling Marine Fuels	Windsor
Ultramar ltée	Québec

**Remarques :** Les principaux secteurs portuaires suivants couvrent les lieux de ravitaillement avoisinants selon les indications ci-après :

- Halifax : Point Tupper, Shelburne
- Montréal : Contrecoeur, Cornwall, Sorel, Trois-Rivières, Valleyfield
- Port-Cartier : Baie-Comeau, Sept-Îles
- Québec : Bécancour, Port-Alfred, Saint-Romuald
- Saint-Jean (T.-N.) : Canaport, Holyrood
- Vancouver : Nanaimo, New Westminster, Port Moody, Victoria



**Figure 7.2 : Principaux ports de ravitaillement dans l'Est du Canada**

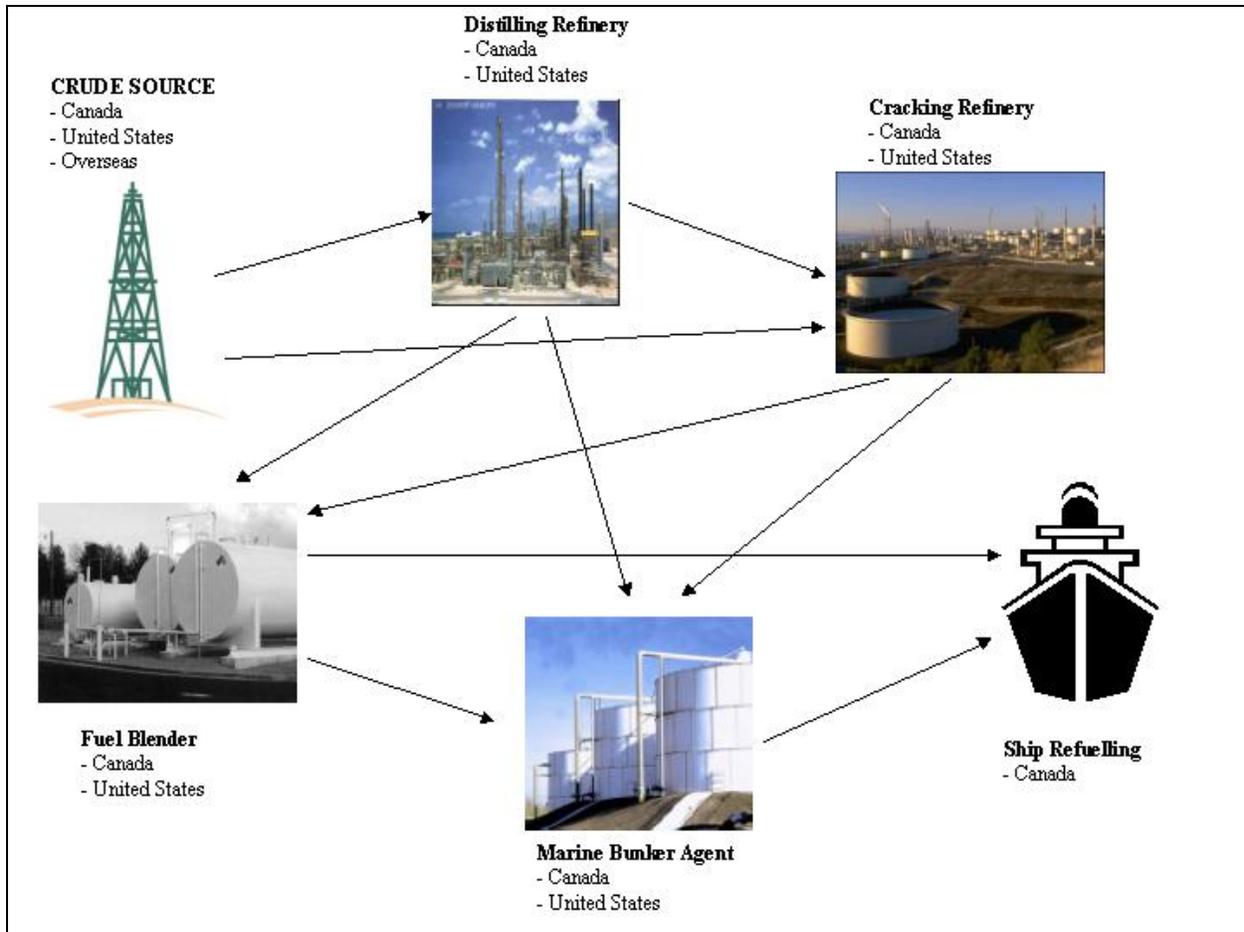


**Figure 7.3 : Principaux ports de ravitaillement dans l'Ouest du Canada**

Comme on peut le voir, cinq raffineries nationales tiennent lieu de fournisseurs de produits portant leur propre marque pour diverses administrations portuaires du Canada. Les neuf autres revendeurs indépendants de fuels marins s'approvisionnent dans les raffineries intérieures et internationales et auprès des agents de ravitaillement.

## **7.2 La chaîne d'approvisionnement canadienne en fuels marins**

L'approvisionnement en fuels marins au Canada ne suit pas une seule route préétablie depuis le lieu d'origine du brut jusqu'au navire, mais peut emprunter plusieurs routes différentes selon la capacité de chaque raffinerie. Par exemple, une simple raffinerie de distillation acheminera des produits vers une raffinerie de craquage avant que le produit ne soit vendu à un agent d'approvisionnement, lequel vendra à son tour le produit au navire. On pourrait également ajouter à l'exemple précédent un mélangeur de fuels soit en aval, soit à la place de l'agent d'approvisionnement. De plus, les différentes installations le long de la chaîne ne sont pas forcément toutes situées au Canada; par exemple, il se peut que le fuel résiduel produit au Canada soit expédié aux États-Unis pour y faire l'objet d'une transformation plus poussée avant d'être réimporté par un fournisseur canadien de fuel. La majeure partie des fuels marins importés proviennent des États-Unis; toutefois, certains fournisseurs importent également leurs fuels marins d'outre-mer. De même, le pétrole brut peut provenir du Canada, des États-Unis ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord. La Figure 7.4 propose un schéma de cette vue d'ensemble de la chaîne d'approvisionnement canadienne en fuels marins. La complexité de cette figure illustre les nombreuses routes différentes que les produits pétroliers peuvent emprunter depuis le lieu d'origine du brut jusqu'au consommateur final.



**Figure 7.4 : Chaîne d’approvisionnement en fuels marins au Canada**

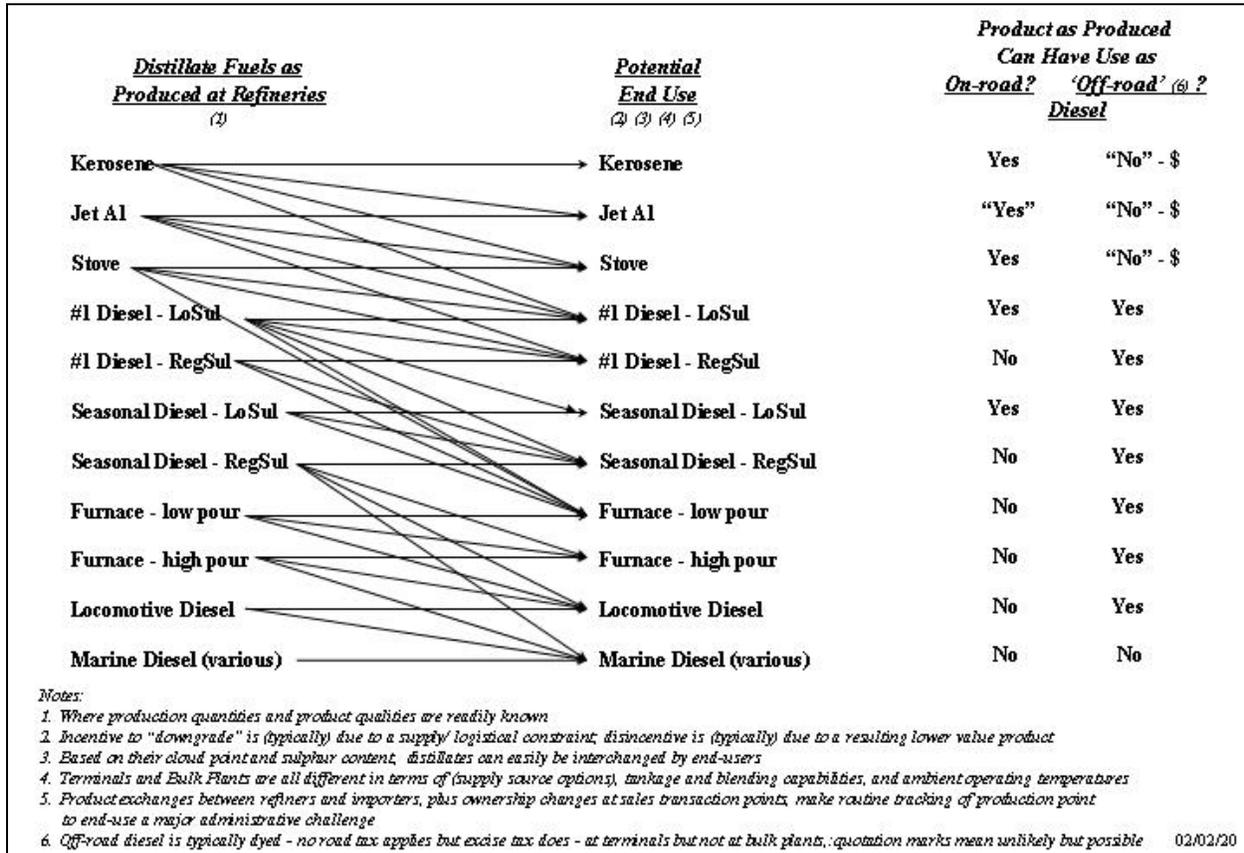
**TRADUCTION**

<b>ORIGINE DU BRUT</b> - Canada - États-Unis - Outre-mer	<b>Raffinerie de distillation</b> - Canada - États-Unis	<b>Raffinerie de craquage</b> - Canada - États-Unis
<b>Mélangeur de fuels</b> - Canada - États-Unis	<b>Agent d’approvisionnement en fuels marins</b> - Canada - États-Unis	<b>Ravitaillement du navire</b> - Canada

Outre la complexité de la route de production du fuel, il se peut que le fuel qui finit par aboutir dans les soutes d’un navire ait suivi une route tout aussi sinieuse. Les mélangeurs de fuels et les fournisseurs peuvent acheter leur fuel à un certain nombre de sources différentes, notamment à des importateurs, sous réserve que celui-ci respecte leurs spécifications. Ces différents fuels peuvent être stockés dans un seul réservoir de stockage ou de collecte et la production peut être soit vendue directement aux utilisateurs en mer, soit vendue comme mélange, soit les deux.

De même, ce qui est vendu comme « fuel marin » peut avoir été produit à l’origine à l’intention d’un marché radicalement différent; ce qui souligne le fait que les fuels marins ne sont pas des

produits de raffinage primaire. La Figure 7.5<sup>97</sup> illustre la diversité des produits de raffinage primaire qui peuvent être utilisés ou vendus comme carburants diesel marins.



**Figure 7.5 : Interchangeabilité des carburants diesel**

97. Figure et renseignements fournis par Petro-Canada.

**TRADUCTION**

Fuels à base de distillats produits dans les raffineries (1)	Utilisation possible (2) (3) (4) (5)	Le produit ainsi produit peut être utilisé comme diesel	
		Routier?	Non routier (6)?
Kérosène	Kérosène	Oui	« Non » – %
Carburant aviation A1	Carburant aviation A1	« Oui »	« Non » – %
Mazout de chauffage	Mazout de chauffage	Oui	« Non » – %
Diesel n° 1 – faible teneur en soufre	Diesel n° 1 – faible teneur en soufre	Oui	Oui
Diesel n° 1 – teneur en soufre ordinaire	Diesel n° 1 – teneur en soufre ordinaire	Non	Oui
Diesel saisonnier – faible teneur en soufre	Diesel saisonnier – faible teneur en soufre	Oui	Oui
Diesel saisonnier – teneur en soufre ordinaire	Diesel saisonnier – teneur en soufre ordinaire	Non	Oui
Chaudière – à écoulement faible	Chaudière – à écoulement faible	Non	Oui
Chaudière – à écoulement élevé	Chaudière – à écoulement élevé	Non	Oui
Carburant diesel pour locomotive	Carburant diesel pour locomotive	Non	Oui
Carburant diesel marin (divers)	Carburant diesel marin (divers)	Non	Non

Notes :

- Lorsqu'on connaît facilement les quantités de production et les qualités des produits.
- L'incitatif à « appauvrir » est (généralement) attribuable à une limitation de l'offre/logistique; La contre-indication est (généralement) attribuable à la plus faible valeur du produit qui en résulte.
- Selon leur point de trouble et leur teneur en soufre, les distillats sont facilement interchangeables par les consommateurs finals.
- Les terminaux et les dépôts de stockage sont tous différents sur le plan (des options de source d'approvisionnement), du potentiel de stockage et de mélange et des températures d'utilisation ambiantes.
- En raison des échanges de produits entre raffineurs et importateurs, ainsi que des changements de propriété aux points de transaction des ventes, le suivi courant depuis le point de production jusqu'au consommateur final est un défi administratif de taille.
- Le carburant diesel non routier est généralement coloré – aucune taxe routière ne s'applique, contrairement à la taxe d'accise – aux terminaux mais non aux dépôts de stockage : les guillemets signifient peu probable mais possible.

Le volume réel de fuel dans la chaîne d'approvisionnement ne présente pas à l'heure actuelle de signes d'embouteillage ou de restriction d'accès au marché maritime. Si l'on évalue les ventes actuelles et historiques de carburant diesel et de fuel lourd au Canada, seule une fraction est vendue sur le marché maritime.

De plus, certaines raffineries ont déclaré que l'augmentation des besoins en fuels à faible teneur en soufre sur les marchés terrestres (p. ex. le fuel lourd n° 6) se traduira par une augmentation à court terme de la disponibilité des fuels lourds marins. Cela s'explique par le fait que la disponibilité des bruts peu sulfureux diminue et que les produits résiduels des bruts sulfureux moyens peuvent être inacceptables pour les marchés terrestres. Toutefois, à mesure que les spécifications de la teneur en soufre des fuels marins deviennent plus strictes, la disponibilité future pourrait diminuer; c'est-à-dire que la faible valeur du fuel pourrait justifier de le convertir en fuels plus légers par une transformation plus poussée.

**7.3 Influence de la demande d'autres industries**

La disponibilité et le prix du gaz naturel et d'autres coûts externes au marché ont une incidence directe sur la demande des ventes de fuels résiduels et à base de distillats. Par exemple, en 2003, l'écart entre les prix du gaz naturel et du fuel a été suffisant pour inciter de nombreux usagers commerciaux, industriels et publics qui en avaient la possibilité à passer du gaz au fuel chaque fois que l'occasion se présentait. Par conséquent, le remplacement de combustible a fait exploser les ventes de fuels résiduels (32 p. 100) et de fuels à base de distillats (5 p. 100) par rapport à 2002.

Toutefois, les ventes à l'industrie du transport maritime n'ont pas reflété les chiffres relatifs aux ventes globales. Les ventes de fuels résiduels marins ont accusé une légère hausse (3 p. 100) alors que les ventes de distillats marins ont baissé de 20 p. 100. Ainsi, même si les ventes intérieures globales de distillats et de résidus ont augmenté, les ventes de fuels marins ont

diminué. En particulier (comme en témoigne la section 3.2), les ventes de fuels marins (distillats et résidus) à des consommateurs étrangers ont reculé de plus de 43 p. 100 entre 2002 et 2003.

La dynamique à long terme d'une baisse des ventes de fuels résiduels persiste et continuera d'influer sur les marchés canadiens; elle reflète les facteurs du marché de l'énergie et les coûts externes. Les principaux motifs de cette évolution des rapports sont : l'évolution des spécifications du pétrole brut; le perfectionnement accru des raffineries, donnant lieu à une augmentation de la production d'essence et de distillats aux dépens de la production de produits plus lourds comme les fuels résiduels; les contraintes écologiques et les restrictions imposées à l'utilisation des fuels; et la présence de réserves abondantes et relativement peu chères de gaz naturel, qui a contribué à une baisse de l'utilisation des fuels. Pour ce qui est des fuels résiduels, même si la dynamique globale est à la baisse, d'importantes fluctuations dans la quantité de fuels vendus surviendront chaque fois que les écarts des prix rendront le remplacement attrayant.

Comme on l'a vu en 2003, la quantité de fuels vendue à des navires battant pavillon étranger diminuera lorsque le prix des combustibles de soute augmentera. Les prix élevés et leur instabilité sur le marché du gaz naturel entraîneront une augmentation de la demande (de la part des consommateurs terrestres) de distillats et de fuels lourds. En raison de l'inélasticité de l'offre, les prix augmenteront à un niveau tel que les consommateurs étrangers (navires) décideront de s'approvisionner ailleurs.

Si l'on tient compte de la réglementation future sur la teneur en soufre, le marché du gaz naturel exercera d'autres influences sur l'industrie du raffinage de pétrole. L'hydrogène est utilisé par les raffineries pour réduire la teneur en soufre des combustibles par hydrotraitement, et la production de cet hydrogène nécessite du gaz naturel, soit comme ressource, soit comme moyen de générer la chaleur nécessaire au procédé de production. Ainsi, si le prix du gaz naturel augmente, il en ira de même du prix des fuels à faible teneur en soufre. De même, une augmentation de la demande de fuels à faible teneur en soufre influera sur la demande de gaz naturel et pourra entraîner une augmentation de son prix.

C'est ainsi que d'autres marchés et la demande d'autres industries exercent déjà une influence sur le niveau des ventes de fuels marins au Canada. Tandis qu'augmentera la demande de fuels à faible teneur en soufre, il en ira de même des influences exercées par d'autres marchés sur le secteur maritime.

#### **7.4 Méthodes de mélange des fuels marins au Canada**

Le mélange de différents produits est le principal moyen de produire des fuels marins. Même si les moteurs diesel maritimes sont capables de brûler des fuels très lourds, il faut combiner de nombreux fuels résiduels avec au moins une petite quantité de fuel à base de distillats pour répondre aux besoins de l'industrie maritime. Par exemple, les raffineries ont déclaré que, selon la qualité du fuel, la quantité de distillats utilisés dans le mélange peut atteindre 37 p. 100. Parmi les autres éléments d'importance, il y a la qualité de la source du brut et la capacité de chaque raffinerie.

Alors que certains fournisseurs de fuels mélangent leurs propres fuels, d'autres achètent leurs fuels mélangés aux raffineries, ce qui évite l'étape du mélange dans leurs procédés. Le

tableau 7.2 fournit une ventilation des fuels marins mélangés livrés par les raffineries dans les diverses régions du pays. À l'instar des données présentées à la section 6, les données provenant d'une seule source dans une région particulière ont été retirées pour en protéger le caractère confidentiel. Dans les réponses que nous avons reçues, le mélange est une pratique qui a beaucoup plus de chances de se produire à l'extrémité du raffinage de la chaîne d'approvisionnement qu'à celle de la livraison des fuels.

**Tableau 7.2 : Résumé des méthodes de mélange de fuels au Canada**

Qualités de fuels	Gammes des carburants de base et de leur teneur en soufre								
	Atlantique			Québec			Ontario		
	Distillats	Résidus	Soufre	Distillats	Résidus	Soufre	Distillats	Résidus	Soufre
<IFO180	**	**	**	10-35 %	65-90 %	0,7-1,9 %	12-37 %	63-88 %	1,2-2,25 %
IFO180-IFO380	5-21 %	79-95 %	1,2-4,9 %	0-12 %	88-100 %	0,9-1,9 %	5-13 %	87-95 %	1,2-2,4 %
IFO380-IFO640	**	**	**	0-5 %	95-100 %	1,0-1,9 %	0-15	85-100	0,99-2,5 %
>IFO640	**	**	**	s. o.	s. o.	s. o.	**	**	**

Qualités de fuels	Gammes des carburants de base et de leur teneur en soufre					
	Ouest			Canada		
	Distillats	Résidus	Soufre	Distillats	Résidus	Soufre
<IFO180	**	**	**	10-37 %	63-90 %	0,7-2,25 %
IFO180-IFO380	5-12 %	88-95 %	1,2-1,9 %	0-21 %	79-100 %	0,9-2,4 %
IFO380-IFO640	0-5 %	95-100 %	1,33-1,9 %	0-15 %	85-100 %	0,99-2,5 %
>IFO640	s. o.	s. o.	s. o.			

Remarque : \*\* Données retenues pour en protéger la confidentialité.

Les données du tableau 7.2 montrent qu'il y a des écarts considérables dans la gamme au Canada, ce qui peut être attribuable aux écarts dans les qualités du brut et dans le potentiel de transformation des différentes raffineries. D'après les réponses des raffineurs aux questions sur le mélange des fuels marins, il ne semble pas que cela se produise dans toutes les raffineries, et il se peut que cela diffère d'une raffinerie à l'autre au sein de la même compagnie.

Même si ce n'est pas une pratique définie, le mélange de fuels par inadvertance survient dans certains lieux d'approvisionnement, où les fuels provenant de différentes sources peuvent être combinés dans le même réservoir de stockage. Cette pratique limite l'exactitude des estimations sur la teneur réelle en soufre des fuels brûlés par les navires.

## 8 DISPONIBILITÉ DES FUELS MARINS AU CANADA

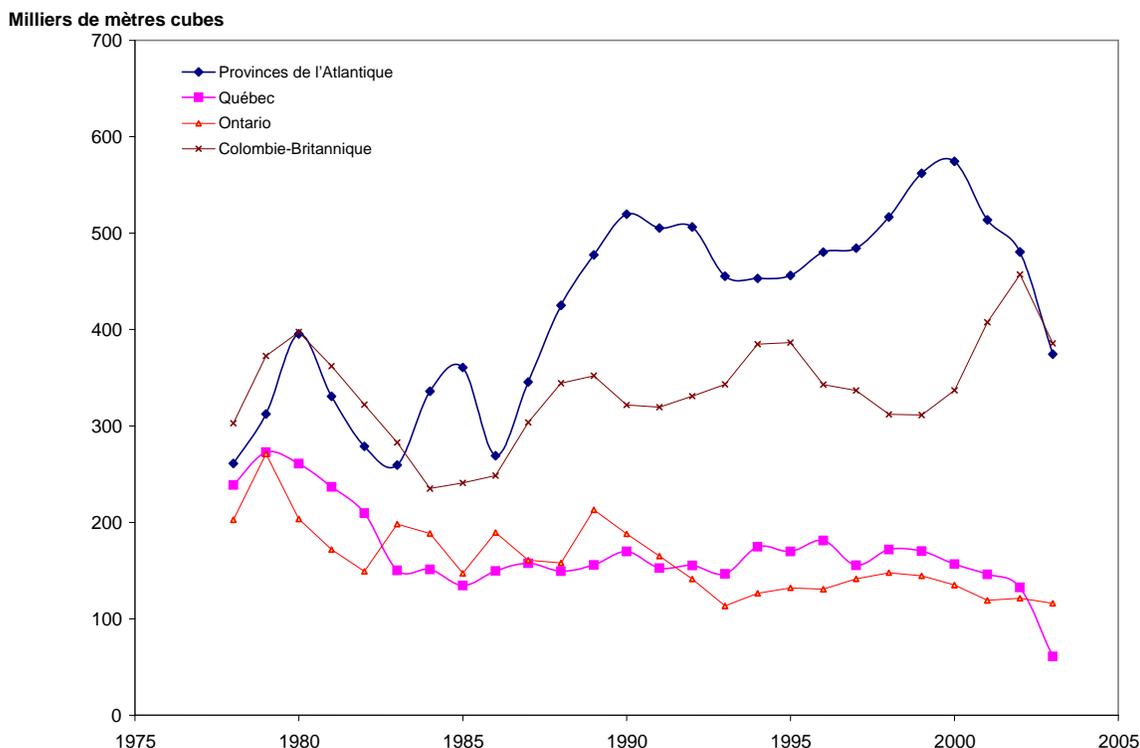
Si l'on examine les données relatives aux ventes de fuels marins au tableau 6.1 (reproduit à nouveau ici sous forme de tableau 8.1), il est manifeste que tous les fuels marins, sauf les plus lourds, sont disponibles en quantités suffisantes dans tout le pays. Les produits les plus convoités, et de loin, sont ceux qui appartiennent à la catégorie IFO 180 à 380, les deuxièmes appartenant à la gamme la plus lourde suivante, IFO 380 à 640. Comme nous l'avons vu dans la section qui précède, les méthodes de mélange qui aboutissent à ces fuels donnent une teneur en soufre (à l'échelle nationale) qui varie respectivement de 0,9 p. 100 à 2,4 p. 100 et de 0,99 p. 100 à 2,5 p. 100. La teneur en soufre moyenne nationale pondérée selon le volume de ces deux types de produits est respectivement de 1,82 p. 100 et de 1,67 p. 100.

**Tableau 8.1 : Volume des ventes de fuels marins au Canada en 2004**

Qualités de fuels	Ventes de fuels en 2004 (m <sup>3</sup> )				
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest	Canada
DMA	201 709	49 100	86 300	140 790	477 899
DMB	**	68 500	38 900	69 619	**
Autres distillats marins	192 809	**	**	**	452 293
<IFO 180	**	9 993	27 000	**	43 993
IFO180 - IFO380	121 610	346 391	97 000	541 376	1 106 376
IFO380 - IFO640	**	45 100	109 836	524 634	**
>IFO640	**	0	**	0	91 000

Remarque : \*\* Données retenues pour en protéger la confidentialité.

Bien que la plupart, sinon la totalité, des types de fuels ci-dessus soient disponibles à l'échelle nationale, il est important d'examiner la dynamique historique des ventes de fuels au pays pour mieux situer les données actuelles. La Figure 8.1 illustre les ventes de carburants diesel marins par région depuis 1978. Comme nous l'avons vu, les régions de l'Ouest et de l'Atlantique sont les principaux fournisseurs de fuels marins à base de distillats, qui ont fait l'objet de ventes régulières et légèrement en hausse depuis le milieu des années 1980. Les ventes en Ontario et au Québec ont affiché une tendance à la baisse depuis la fin des années 1970. Alors que les ventes au Québec sont stables depuis le milieu des années 1980, les ventes en Ontario ont affiché de légères fluctuations. À l'exception de l'Ontario, toutes les régions ont vu leurs ventes fortement chuter entre 2002 et 2003. Comme nous l'avons vu aux sections 3 et 5, et analysé plus en détail à la section 9, ces baisses sont le fruit du prix relativement élevé du MDO canadien par rapport à l'offre mondiale de combustibles de soute. Un autre point intéressant est la forte hausse des ventes dans les régions de l'Ouest; à la suite de l'élimination de la taxe de vente de 7 p. 100 sur les combustibles de soute en 2000-2001 qui était en vigueur depuis longtemps, les volumes des ventes ont connu une hausse appréciable.



**Figure 8.1 : Ventes de carburants diesel marins, par région (1978-2003)<sup>98</sup>**

La Figure 8.2 illustre les ventes de fuels lourds marins par région, depuis 1978. La Colombie-Britannique et le Québec sont les principales provinces d’approvisionnement, puisqu’elles livrent des fuels résiduels aux consommateurs nationaux et internationaux. Alors que les fournisseurs du Québec approvisionnent essentiellement les consommateurs nationaux, c’est l’inverse qui prévaut en Colombie-Britannique. Toutefois, les deux provinces ont vu très nettement baisser leurs ventes aux navires battant pavillon étranger en 2003; les fournisseurs du Québec ont ainsi vu leurs ventes aux consommateurs étrangers reculer à 13,5 p. 100 du volume total des ventes de fuels lourds. Les ventes en Colombie-Britannique ont nettement augmenté depuis le milieu des années 1990, ce qui s’explique par une hausse régulière du trafic intérieur et international et de l’élimination de la taxe de vente sur les combustibles de soute.

Les ventes en Ontario ont nettement baissé par rapport aux volumes affichés dans les années 1970; toutefois, en raison d’une densité de navigation maritime relativement stable, les ventes sont restées relativement stables depuis le milieu des années 1980. Les ventes de fuels lourds dans les provinces de l’Atlantique ont régulièrement augmenté entre le milieu des années 1980 et 1999. Après quoi, les ventes aux navires battant pavillon étranger ont régulièrement reculé. De même, les ventes intérieures ont affiché un repli entre 1999 et 2002, après quoi les ventes intérieures ont repris en raison de la hausse des activités de navigation intérieure attribuables au développement de l’industrie pétrolière et gazière *offshore* à Terre-Neuve-et-Labrador.

98. Statistique Canada, Tableaux CANSIM, *Disponibilité et écoulement d’énergie primaire et secondaire*, Tableau 128-0002.

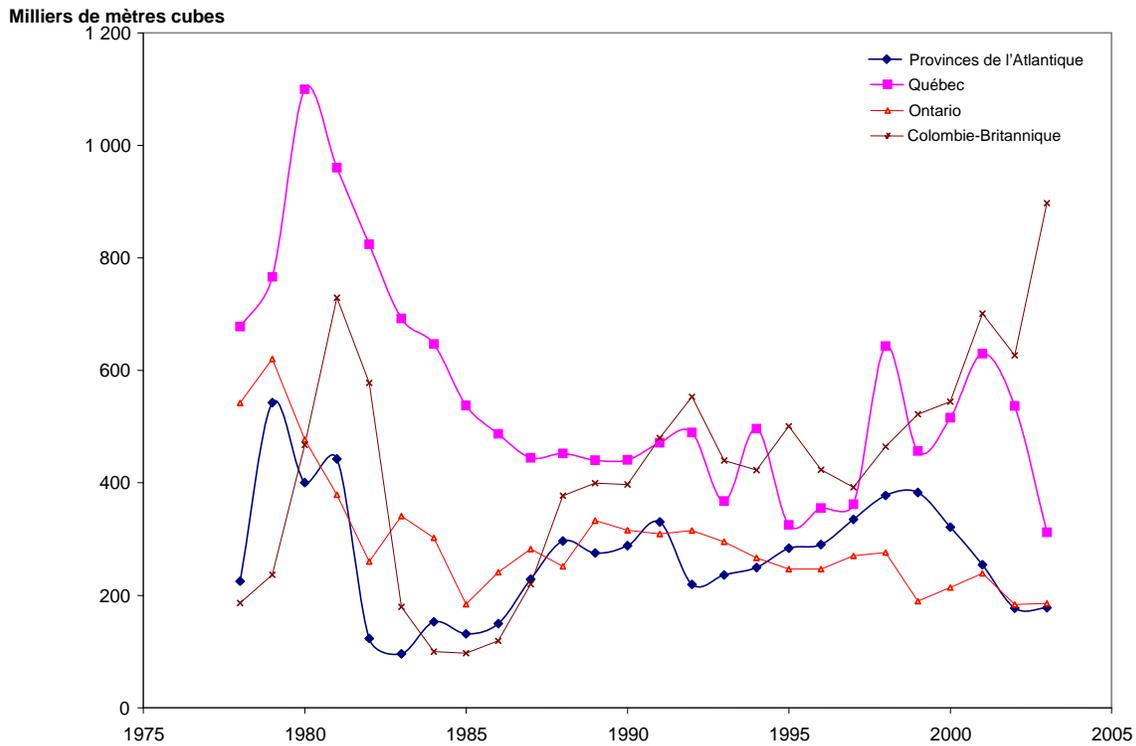


Figure 8.2 : Ventes de fuels lourds marins, par région (1978-2003)<sup>99</sup>

Comme nous l’avons vu à la section 7, la disponibilité de fuels pour le secteur canadien du transport maritime ne connaît actuellement ni goulots d’étranglement ni limitations. À mesure que la demande de fuels de qualité supérieure sur les marchés terrestres augmentera, cela aura un effet sur l’offre sur le marché marin, même s’il est impossible de prévoir avec certitude l’ampleur de cet effet. Certaines sources de l’industrie indiquent que l’offre de fuel lourd ne variera pas de manière appréciable, mais plutôt que sa teneur en soufre sera réduite, ce qui justifiera un supplément de prix. D’autres prévoient que l’offre de fuel lourd ciblera soit les marchés terrestres, soit les marchés non routiers (y compris le marché marin), ce dernier voyant une baisse à la fois de l’offre et de la qualité du fuel par rapport aux données actuelles. D’autres encore pensent que l’offre de tous les fuels lourds diminuera à mesure que les fuels résiduels seront valorisés à la même valeur élevée que les fuels à base de distillats. La section 9 analyse plus en détail la disponibilité future des fuels marins à faible teneur en soufre.

99. *Ibidem.*

## 9 DISPONIBILITÉ FUTURE DES FUELS À FAIBLE TENEUR EN SOUFRE ET COÛTS

### 9.1 Généralités

Trois grands facteurs influenceront sur la disponibilité de fuels marins à faible teneur en soufre au Canada, ainsi que sur leurs coûts par rapport aux prix actuels et aux prix sur le marché mondial. Ces facteurs sont :

- les paniers de bruts que manutentionnent les raffineries canadiennes;
- les technologies de désulfuration et de craquage qu'utilisent les raffineries canadiennes;
- l'offre et la demande de tous les produits pétroliers sur le marché canadien.

À l'instar de la plupart des prévisions, il est très difficile de savoir avec certitude quels effets chacun de ces facteurs aura à moyen et à long terme. Toutefois, on peut prévoir certaines tendances avec une relative confiance.

### 9.2 Utilisation du brut

Comme nous l'avons vu à la section 5, le choix des bruts transformés par les raffineries est très complexe et il varie d'une raffinerie à l'autre. Les facteurs les plus importants qui dictent le choix des sources d'approvisionnement en brut sont le marché des produits de la raffinerie, la configuration de la raffinerie et son emplacement<sup>100</sup>. Les raffineries doivent avoir accès au brut (par pipeline ou par navire) et doivent également disposer d'un moyen commode de livrer leurs produits à leurs clients.

Au Canada, la production globale de brut classique est à la baisse depuis 2000 et on prévoit que cette dynamique persistera au moins jusqu'en 2015. En 2003, la production globale de brut léger et lourd classique a été de 1,12 million de barils par jour et les prévisions incitent à penser que, d'ici 2015, cette production aura reculé à environ 600 000 barils par jour<sup>101</sup>. En revanche, la production de brut à partir des sables bitumineux connaît une croissance appréciable et représente aujourd'hui près de la moitié de la production globale. Les mêmes prévisions montrent que, d'ici 2015, ce dernier représentera entre 70 p. 100 et 75 p. 100 de la production totale de brut. Le brut synthétique a une faible teneur en soufre (~0,1 p. 100), mais il va également chercher un supplément de prix appréciable par rapport aux bruts classiques, et l'évolution de ce supplément de prix pourrait avoir une incidence sur la qualité, la disponibilité et le prix futurs des fuels. Ce qu'il y a de plus important, c'est que le brut synthétique ne donne aucun mazout pour la production de fuel lourd. Il est probable que les raffineries de l'Ouest du Canada multiplieront leurs recherches sur les bruts synthétiques canadiens alors que les raffineries de l'Est continueront de s'approvisionner à même les importations et la production du secteur *offshore* dans l'Atlantique. Les raffineries du Centre actuellement desservies par les

---

100. Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002, p. 40.

101. Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast*, juillet 2004.

pipelines en provenance de l'Ouest (comme le pipeline d'Enbridge qui relie Edmonton à Sarnia) pourront utiliser l'une ou l'autre option. Ce scénario de l'approvisionnement futur en brut n'aura pas d'effet marqué sur la disponibilité de fuels lourds dans l'Ouest du Canada étant donné qu'il est déjà clair que la majeure partie de l'approvisionnement n'est pas d'origine locale; elle provient soit des États-Unis, soit d'ailleurs au Canada.

Il est probable que la demande mondiale de bruts légers peu sulfureux continuera d'augmenter plus vite que celle des bruts plus lourds, et que l'écart de prix se creusera. De ce fait, il est probable qu'un plus grand nombre de raffineries canadiennes qui comptent sur les bruts naturels décideront d'investir dans des combinaisons de technologies supplémentaires de craquage et de désulfuration, un autre incitatif venant du resserrement des normes sur les émissions nord-américaines.

### 9.3 Technologies de réduction de la teneur en soufre

Un certain nombre de technologies de désulfuration ont été brièvement examinées à la section 5 et, comme nous l'avons vu, la transformation des bruts légers (dont la teneur en soufre est  $<0,7$  p. 100) permet d'obtenir des résidus à faible teneur en soufre ( $<1,5$  p. 100) (y compris les fuels lourds marins), par les méthodes normales de distillation et de craquage des raffineries. Lorsqu'on a besoin de teneurs en soufre encore plus basses, il faut alors adopter d'autres procédés de désulfuration.

Le **mélange** représente l'option la moins chère pour réduire la teneur en soufre des fuels lourds, et elle consiste à mélanger un fuel à faible teneur en soufre avec le bassin de fuel lourd existant. Le mélange peut se faire avec deux résidus différents (les combustibles de soute dont la teneur en soufre est inférieure à 1,5 p. 100 peuvent être mélangés avec du fuel dont la teneur en soufre se classe au deuxième rang) ou en ajoutant un distillat à faible viscosité au bassin de fuel lourd. Cette dernière option est moins attrayante sur le plan des coûts, comme on l'a vu au tableau 7.2, où les méthodes de mélange caractéristiques semblent utiliser la plus faible quantité de distillats pour respecter les spécifications des produits prescrits.

Il faut signaler que le mélange de fuels à faible et à forte teneur en soufre ne contribue pas vraiment à réduire les émissions totales de soufre à moins que de nouveaux courants ne soient introduits dans les réserves globales.

#### 9.3.1 Technologies actuelles de désulfuration

Les raffineries produisent généralement des distillats à partir d'un mélange de gas-oil entier à forte teneur en soufre et d'un fuel à cycle léger. L'indice de cétane et la densité du fuel à cycle léger sont tels qu'une très faible quantité peut servir à produire du diesel routier. Il peut néanmoins servir à produire du DMA en raison de son plus faible indice de cétane et de sa densité plus élevée. La teneur en soufre des distillats moyens est généralement réduite par des procédés de désulfuration qui sont couramment utilisés par l'industrie depuis des années, en particulier l'hydrotraitement catalytique. Le soufre qui demeure dans les fuels plus lourds revêt principalement la forme de composés de soufre aromatiques, dont le traitement nécessite des conditions plus extrêmes.

Pour respecter les normes de 15 ppm en 2012 (profonde désulfuration), les unités actuelles d'hydrodésulfuration devront être reconfigurées avec d'autres cuves. Les cuves supplémentaires aboutiront à un procédé d'hydrodésulfuration en deux temps. Dans un premier temps, on réduira la teneur en soufre aux alentours de 250 ppm, sans modifications majeures. Dans un deuxième temps, on réduira la teneur en soufre pour respecter la norme de 15 ppm. Cette étape nécessitera des modifications plus poussées et plus coûteuses, notamment une hausse de la pression, du taux d'approvisionnement en hydrogène ou de la pureté ou la modification du catalyseur pour augmenter le niveau d'activité<sup>102</sup>.

Les procédés industriels actuels qui servent à la désulfuration profonde utilisent un réacteur de filtration (où les fuels lourds sont tamisés sur un lit du catalyseur) selon une circulation à contre-courant. Les procédés font intervenir deux réacteurs qui contiennent différents catalyseurs. Les catalyseurs qui constituent les lits varient selon le degré de désulfuration recherché.

Sans la modification ou l'ajout de cuves supplémentaires, l'unité de désulfuration pourrait être remplacée par un réacteur à parois épaisses, car les réactions doivent se produire à de plus fortes pressions. En raison de leur durée de fabrication plus longue, les réacteurs à parois épaisses se traduiront par une hausse appréciable des coûts d'investissement. L'élévation de la pression risque également de majorer les coûts d'exploitation, car la consommation d'hydrogène sous pression représente le principal coût d'exploitation d'une méthode d'hydrodésulfuration.

En raison des coûts d'investissement et d'exploitation qui entrent en jeu, la désulfuration profonde se déroule généralement parallèlement à l'hydrocraquage pour transformer (une partie du) produit résiduel en un produit de plus grande valeur. On peut régler la violence du procédé pour contrôler le niveau de transformation de la matière première en produits de plus grande valeur. D'importantes quantités d'hydrogène sont utilisées dans ce procédé de valorisation, parallèlement à des températures et à des pressions élevées pour obtenir un fort niveau de conversion. Grâce à l'hydrotraitement, plus de 60 p. 100 des matières premières peuvent être transformées en naphtes plus légers, en distillats et en fuels moyennant l'élimination de plus de 50 p. 100 du soufre dans les matières premières<sup>103</sup>.

Le procédé de valorisation le plus courant est la cokéfaction retardée, qui est un procédé de craquage thermique violent conçu pour maximiser la conversion des produits résiduels en produits plus légers de plus grande valeur. Le procédé de cokéfaction concentre le soufre et le carbone des matières premières en un produit dérivé du coke. Le soufre dans les fractions liquides est nettement inférieur à ce qu'il est dans les matières premières et il peut être encore plus désulfuré. Ces procédés de valorisation coûtent cher sur le plan des investissements et de l'exploitation et nécessitent généralement d'autres procédés parallèles comme la production d'hydrogène, le traitement aux amines, l'installation de soufre et les services publics. Toutefois, les retombées supplémentaires des produits de plus grande valeur pourraient rendre ces procédés économiques pour la raffinerie, au-delà d'un certain prix-seuil<sup>104</sup>.

---

102. Energy Information Administration, *The Transition to Ultra-Low Sulfur Diesel : Effects on Prices and Supply*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov), 2005.

103. *Ibidem*, p. 5-10.

104. *Ibidem*.

Des procédés dont l'objectif primordial est l'enlèvement du soufre des produits résiduels existent moyennant des coûts d'investissement et d'exploitation moins élevés que les procédés confondus présentés ci-dessus. Moyennant l'utilisation d'un réacteur à passe unique et à refoulement d'air dans lequel on introduit de l'hydrogène et des matières premières, le procédé permet d'éliminer le soufre (à plus de 75 p. 100), l'azote, les asphaltènes et les contaminants métalliques des matières résiduelles. Même si cela est moins coûteux que les usines combinées de désulfuration et de valorisation, les coûts de désulfuration ajouteront néanmoins un supplément de 27 dollars la tonne au prix des fuels lourds; pour les raffineries qui transforment actuellement des bruts sulfureux lourds, le supplément sera nettement plus élevé. Pour l'heure, ce type de méthode représente un coût pur pour la raffinerie, car le marché actuel refuse de payer un supplément de prix pour les fuels traités compte tenu de la disponibilité de fuels lourds ordinaires. À l'avenir, la séparation des fuels lourds marins (et terrestres) en fuels à faible et à forte teneur en soufre rendra plus attrayante la désulfuration spécialisée<sup>105</sup>.

### 9.3.2 Progrès technologiques futurs

Outre les techniques de désulfuration mentionnées plus haut, plusieurs nouvelles techniques en sont à l'étape du développement, notamment la technique IsoTherming de Process Dynamics et le procédé d'oxydation d'Unipure. De plus, on procède actuellement à des essais en laboratoire sur des zéolithes et des bactéries.

Il importe de signaler que, pour autant que les auteurs le sachent au moment d'aller sous presse, on n'a pas la moindre preuve que les progrès technologiques en soient à un stade commercialement économique. Ces technologies sont illustrées ici pour permettre de se faire une idée des orientations des activités de recherche et développement futures visant à trouver de nouvelles méthodes pour réduire la teneur en soufre des combustibles.

**Process Dynamics** emploie les technologies de désulfuration actuelles, mais améliore l'interface entre l'hydrogène, la matière première et le catalyseur dans le réacteur. Pour ce faire, elle dissout l'hydrogène en phase liquide avant de faire passer le liquide sur le catalyseur. Le résultat est une plus grande surface de contact entre les réactifs, ce qui permet un plus grand transfert de masse entre les liquides. À l'heure actuelle, Process Dynamics possède une unité expérimentale de taille commerciale (5 000 barils par jour), qui est en service depuis 2003<sup>106</sup>.

La **technique d'oxydation** n'emploie pas les méthodes d'hydrotraitement classiques. En revanche, l'essence et les carburants diesel sont traités au peroxyde d'hydrogène et à l'acide formique. Dans le procédé d'oxydation, les composés sulfurés sont oxydés dans leurs sulfones correspondants, ce qui accroît la polarité des composés. Un solvant polaire est alors injecté dans la solution, ce qui entraîne la séparation des composés polaires et non polaires. Ensuite, les composés non polaires (désirables) sont isolés par extraction liquide-liquide. Le concept est actuellement expérimenté dans un petit réacteur à débit continu. Il se pourrait que la technique se

---

105. *Ibidem*.

106. Process Dynamics, *Diesel IsoTherming*, [www.processdyn.com/Diesel.html](http://www.processdyn.com/Diesel.html).

révèle particulièrement utile pour les fuels plus lourds, car on estime qu'elle permet d'éliminer le soufre des hydrocarbures aromatiques, qui sont de fréquents composants des fuels lourds<sup>107</sup>.

De **nouveaux catalyseurs à haut rendement** sont expérimentés afin de réduire la teneur en soufre moyennant des investissements limités. Ces catalyseurs « d'appoint » sont conçus pour respecter les futures normes environnementales sans qu'il soit nécessaire de remplacer les unités de traitement complètes actuellement installées dans les raffineries. En revanche, ils remplaceront tout bonnement les catalyseurs actuellement présents dans les appareils d'hydrodésulfuration. Les nouveaux catalyseurs utilisent des zéolithes moléculaires pour accroître la réactivité entre le soufre et les catalyseurs de métaux nobles<sup>108</sup>. L'emploi de zéolithes augmentera la production de sulfure d'hydrogène à partir des sulfures d'alkyle et d'allyle. De ce fait, on parvient à éliminer une plus grande quantité de soufre des fuels résiduels sans avoir à modifier les spécifications des procédés.

La **biodésulfuration** est une technologie naissante qui utilise des bactéries comme catalyseur pour enlever le soufre des fuels lourds à base de distillats. Pour parvenir à une teneur en soufre suffisamment faible, un procédé qui combine les techniques actuelles d'hydrodésulfuration et la biodésulfuration sera nécessaire. Le procédé de biodésulfuration est analogue au procédé d'oxydation présenté plus haut, même s'il ne nécessite pas les mêmes quantités importantes de solvants pour oxyder les composés sulfurés. Au lieu de quoi, on injecte de petites cultures bactériennes dans le réacteur. Les bactéries oxydent sélectivement et enlèvent les atomes de soufre sans détériorer la structure des anneaux de carbone<sup>109</sup>. Cette technique n'a été testée qu'à l'échelle de banc d'essai, et il y aura divers facteurs limitatifs qu'il faudra surmonter avant que ce procédé puisse être perçu comme un remplacement viable de l'hydrodésulfuration.

#### 9.4 Facteurs du marché

Comme nous l'avons vu plus haut, les fuels résiduels marins sont en fait des produits obtenus pour la plupart des raffineurs et ils se vendent moins cher que le pétrole brut. Lorsqu'une raffinerie renforce sa capacité de produire des fractions plus légères, il lui faut concilier les coûts et les recettes. Les procédés de désulfuration peuvent généralement être combinés au craquage pour tirer entièrement parti de la consommation d'énergie qui entre en jeu. À l'avenir, il est donc fort probable que la proportion de fuel résiduel dans la majeure partie de la production des raffineries continuera de diminuer.

Les principaux marchés des fuels lourds canadiens sont la production d'électricité et le chauffage terrestres, le secteur maritime intérieur et le secteur maritime d'exportation, par ordre décroissant de volume des produits (moyennant certains écarts régionaux).

Le premier de ces marchés rivalise avec d'autres sources d'énergie intérieures, et les deux premiers doivent se conformer aux normes sur les émissions nationales qui amélioreront la

---

107. Hao, L. et Benxian, S., *An Improved Desulphurisation Process Based on H2O2/Formic Acid Oxidation System Followed by Liquid-Liquid Extraction*, East China University of Science and Technology, 2004, p. 1-11.

108. Naidu, A., *The Secrets of Desulphurization*, World Hydrocarbon, 2004 (2), p. 20-24.

109. Van Hamme J. *et.al.*, *Recent advantages in Petroleum Microbiology*, American Society for Micro Biology, 2003(12), p. 503-549.

qualité des produits plus rapidement que ce n'est le cas sur l'échiquier international. La navigation internationale refusera de payer des suppléments de prix pour tout volume supérieur à ce qui est prescrit pour respecter les limites d'accès aux ZCES, et l'on peut donc s'attendre à ce que des hausses probables des coûts de ravitaillement canadiens se traduisent par des baisses considérables des volumes de ventes de combustibles de soute à la navigation internationale.

## 9.5 Coûts qui se rattachent à la réduction de la teneur en soufre des fuels marins

Tout règlement futur sur les combustibles qui prescrit des fuels de qualité supérieure aboutira à une augmentation des coûts de production des fuels marins. La répartition de ces coûts différentiels dépendra de la conjoncture du marché international du ravitaillement et de l'effet de la demande d'autres industries nationales. Sur le même modèle que les sections qui précèdent, on trouvera ci-après une présentation des coûts de réduction de la teneur en soufre des fuels marins résiduels et à base de distillats, deux catégories de fuels distinctes dont les exigences de production sont radicalement différentes. Les coûts sont établis en tenant compte des règlements présentés à la section 2, notamment le diesel à très faible teneur en soufre (15 ppm) et les fuels résiduels à faible teneur en soufre (1,5 p. 100).

### 9.5.1 Fuels marins à base de distillats

Pour produire des fuels à base de distillats à faible et à très faible teneur en soufre, il faudra considérablement augmenter la quantité d'hydrogène pour la désulfuration, que l'on se procurera soit auprès de fournisseurs tiers, soit à même la production accrue des raffineries (en utilisant le gaz naturel comme matière première des usines de production d'hydrogène). Pour évaluer la production des volumes de distillats routiers et non routiers dans les raffineries canadiennes, les études antérieures ont estimé les coûts engagés par les raffineries pour respecter à la fois les spécifications des carburants diesel routiers et non routiers de 15 ppm (voir le Tableau 9.1)<sup>110</sup>. Ces estimations reposent sur les stratégies prévues et conçues par les raffineries intérieures en fonction des règlements à venir. L'évaluation porte à la fois sur les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation différentiels.

**Tableau 9.1 : Coûts d'investissement et d'exploitation pour réduire la teneur en soufre du carburant diesel**

	Atlantique/ Québec	Ontario	Ouest du Canada	Total Canada
Capacité (m <sup>3</sup> /jour)	34 000	13 500	30 800	78 300
Coûts d'investissement (¢/litre)	1,20	2,16	2,16	1,74
Coûts d'exploitation (¢/litre)	0,53	0,54	0,52	0,53
Coûts totaux (¢/litre)	1,73	2,70	2,67	2,27

110. Purvin & Gertz Inc., *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, août 2004, p. IV-6.

Les coûts ci-dessus illustrent les coûts différentiels qui se rattachent à la production de carburant diesel dont la teneur en soufre est de 15 ppm. Toutefois, ils n'englobent pas les coûts se rattachant aux modifications des infrastructures et à l'augmentation des frais de distribution. Pour établir ces estimations, la plupart des raffineries ont présumé que les carburants diesel ferroviaires et marins seraient fournis avec une teneur en soufre de 15 ppm. Néanmoins, certaines raffineries ont établi leurs coûts en partant de l'hypothèse qu'elles maintiendraient la teneur en soufre des carburants diesel ferroviaires et marins à 500 ppm. C'est pourquoi si tous les carburants non routiers sont désulfurés à 15 ppm, les coûts totaux pourraient s'avérer légèrement supérieurs à ceux qui figurent au tableau 9.1.

À un coût moyen de 2,27 ¢ le litre, les carburants diesel marins actuels (DMA et DMB) commanderont un supplément d'environ 20 dollars la tonne. Si l'on tient compte des prix actuels des distillats marins (p. ex. 645 dollars la tonne à Vancouver au mois de mai 2005), la prescription d'une très faible teneur en soufre ajoutera un supplément de 3 p. 100 à 4 p. 100. Toutefois, si l'on tient compte des prix historiques du MGO et du MDO (soit environ 200 dollars la tonne), ce supplément pourrait représenter une hausse de 10 p. 100 des prix à long terme des fuels à base de distillats. Il faut étudier plus à fond l'effet de ces suppléments sur les ventes de fuels marins et peut-être sur la distorsion de la concurrence entre les ports. Par exemple, après qu'on eut éliminé la taxe de vente de 7 p. 100 sur les fuels vendus aux navires étrangers, les volumes des ventes de fuels marins ont considérablement augmenté dans la région de l'Ouest (voir la section 8).

Contraintes d'investir dans des technologies de désulfuration, les raffineries ont déclaré que leurs investissements futurs comporteront des dispositions en vue de la conversion accrue des fuels. En augmentant les rendements et les ventes des produits plus légers (de plus grande valeur), les raffineries peuvent recouvrer une partie de leurs investissements. Cette augmentation des taux de conversion pourrait en définitive réduire la disponibilité des fuels résiduels.

### 9.5.2 Fuels résiduels marins

Les coûts de production et de livraison de fuels marins résiduels à faible teneur en soufre dépendront du brut disponible et de la stratégie adoptée par les diverses raffineries, le cas échéant. Trois options sont présentées, notamment le mélange, le remplacement du brut et la désulfuration, lesquelles sont mentionnées moyennant des coûts de plus en plus élevés.

Le coût du mélange dépendra de la disponibilité de fuels résiduels à faible teneur en soufre et du futur écart de prix entre les fuels lourds à faible et à forte teneur en soufre. À l'échelle mondiale, l'écart de prix de ces produits se situe aux alentours de 15 dollars à 20 dollars la tonne (et jusqu'à 40 dollars dans divers ports d'approvisionnement de par le monde), même si cet écart se creuse et qu'il continuera vraisemblablement de se creuser. Ainsi, si l'on mélange deux produits résiduels pour respecter la teneur en soufre maximale de 1,5 p. 100, le supplément, d'après l'écart de prix actuel, serait de l'ordre de 10 dollars à 15 dollars la tonne. Cette option présume que les fuels lourds à faible teneur en soufre (~1 p. 100) sont mélangés à des fuels résiduels à teneur moyenne en soufre (<2 p. 100) pour produire des produits conformes aux ZCES. La disponibilité de fuels résiduels à teneur en soufre suffisamment faible (~1 p. 100) sera vraisemblablement réduite compte tenu de la baisse de l'offre mondiale de brut léger non corrosif, qui se traduira par une disponibilité future limitée de produits conformes aux ZCES.

À titre d'option, des coulées de distillats pourraient être ajoutées pour produire le produit mélangé conforme. Toutefois, le supplément de cette option sera élevé, reflétant les prix plus élevés du MGO et du MDO. Moyennant un supplément prévu de 15 dollars à 25 dollars la tonne, le coût sera comparable à celui qui se rattache à la désulfuration (sans conversion) des fuels résiduels (voir la section 9.3). En outre, compte tenu de la faible quantité de distillats qu'on ajoute généralement aux fuels résiduels, la fourchette de réduction de la teneur en soufre entre les fuels résiduels et les fuels lourds finals ne se situera qu'entre 0 p. 100 et 0,15 p. 100. Cette option est donc sans doute la plus défavorable étant donné qu'elle ne permettra que des améliorations limitées à prix fort.

Outre le supplément au titre de la teneur en soufre, la production de deux qualités de combustibles de soute (à faible teneur en soufre pour les ZCES et à forte teneur en soufre pour la propulsion d'un navire qui effectue un passage international) risque d'exiger la séparation des cuves d'entreposage dans les raffineries. Ces infrastructures et les frais de distribution risquent de majorer de 10 p. 100 les suppléments estimés ci-dessus.

La transformation accrue de bruts à plus faible teneur en soufre majorera les coûts des fuels lourds en fonction du coût des bruts de qualité supérieure. Pour les raffineries qui transforment actuellement des bruts sulfureux lourds, la variation des quantités de brut traité pourrait aboutir à un supplément de 2 dollars à 5 dollars le baril par rapport aux matières premières existantes (qui dépasserait 10 dollars à 15 dollars durant les périodes où l'offre mondiale de brut est limitée). Si l'on tient compte des écarts de prix moyens du brut, des écarts de rendement des raffineries et des coûts de séparation, les fuels marins résiduels à faible teneur en soufre pourraient aller chercher un supplément de 50 dollars à 70 dollars la tonne.

C'est ainsi qu'en raison de l'augmentation des coûts des matières premières, il se peut que certains raffineurs décident de ne pas produire de fuels lourds à faible teneur en soufre. En revanche, ils chercheront à minimiser leur production de fuels lourds et s'efforceront soit d'exporter leurs fuels lourds à faible teneur en soufre outre-mer, soit de valoriser les fuels résiduels en produits de plus grande valeur. Cela risque d'aboutir à une moindre disponibilité de fuels marins à faible teneur en soufre auprès des raffineurs nationaux.

Les coûts de désulfuration dépendront de la stratégie adoptée par les diverses raffineries. Comme nous l'avons vu à la section 9.3, le coût d'extraction du soufre des fuels résiduels dépassera 27 dollars la tonne. Cette option à faible coût ne permettra pas la conversion et le rendement accru des fuels plus légers et (d'après la rétroaction des raffineries) il est fort peu probable qu'une raffinerie quelconque adopte cette technologie face au resserrement des normes sur les fuels marins. En revanche, il est probable que la désulfuration des fuels résiduels se fera parallèlement à leur valorisation et à leur conversion. Cela majorera beaucoup les coûts des fuels résiduels marins (d'environ 50 dollars à 90 dollars la tonne), tandis que la disponibilité des fuels lourds marins sera grandement affaiblie au Canada.

## **9.6 Implications de la création future d'une ZCES canadienne**

La section 6 présente les données recueillies auprès des raffineries et des fournisseurs de combustibles qui décrivent à la fois les volumes des ventes de différentes qualités de fuels au

Canada en 2004 et la teneur en soufre de ces fuels. En examinant la teneur en soufre présentée au tableau 6.2 (reproduit ici comme tableau 9.2), il est manifeste que les fuels lourds canadiens, pour l'essentiel, sont de qualité supérieure à celle des fuels du reste du monde dont la teneur en soufre moyenne est de 2,7 p. 100. En outre, à peine environ 5 p. 100 de l'offre mondiale de fuels lourds a une teneur en soufre inférieure à 1,5 p. 100 alors qu'en moyenne, tous les fuels lourds disponibles au Québec ont une teneur en soufre inférieure à 1,5 p. 100. De même, la moyenne nationale pondérée selon le volume n'est pas nettement supérieure à cette valeur de démarcation qui définit les fuels lourds à faible teneur en soufre.

**Tableau 9.2 : Teneur en soufre pondérée selon le volume des fuels marins vendus au Canada en 2004**

Qualités de fuels	Teneur en soufre moyenne pondérée selon le volume (%)				
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest	Canada
DMA	0,125	0,226	0,489	0,145	0,207
DMB	**	0,054	0,226	0,211	0,144
Autres distillats marins	0,172	**	**	**	0,224
<IFO 180	**	1,468	1,974	**	1,763
IFO180 - IFO380	3,632	1,306	2,230	1,666	1,819
IFO380 - IFO640	**	1,492	2,313	1,587	1,672
>IFO640	**	s. o.	**	s. o.	1,806
<b>Tous les fuels à base de distillats</b>	<b>0,144</b>	<b>0,134</b>	<b>0,313</b>	<b>0,233</b>	<b>0,201</b>
<b>Tous les fuels résiduels</b>	<b>2,505</b>	<b>1,331</b>	<b>2,162</b>	<b>1,627</b>	<b>1,760</b>

Les données du tableau ci-dessus et le débat qui s'y rattache seront lourds de conséquences si le Canada décide d'établir une ZCES. Selon l'état actuel de production, on peut constater que le marché canadien est déjà en relativement bonne forme pour se conformer à une teneur en soufre maximale de 1,5 p. 100. Cela ne veut pas dire qu'il n'y aura pas de difficultés pour les raffineries et les fournisseurs, ou pour les armateurs et les exploitants, mais, par rapport au marché mondial, il se peut que le Canada éprouve moins de difficultés à court terme à se conformer aux prescriptions d'une ZCES. Toutefois, comme nous l'avons vu plus haut, la baisse de disponibilité de brut léger peu sulfureux aura un effet sur l'offre de fuels lourds à faible teneur en soufre. De même, à mesure qu'un plus grand nombre de ZCES sont établies à l'échelle mondiale, le prix et la disponibilité des fuels lourds à faible teneur en soufre pourraient changer considérablement.

## 10 CONCLUSIONS

Les données sur les volumes de production recueillies durant la présente étude montrent qu'il n'y a pas de goulots d'étranglement dans l'offre actuelle de fuels pour le secteur maritime du Canada. En outre, les fuels lourds canadiens sont actuellement d'une qualité supérieure à celle de la moyenne mondiale (teneur en soufre de 1,76 p. 100 contre 2,7 p. 100). Toutefois, l'offre et la qualité des fuels marins subissent fortement l'influence des marchés terrestres beaucoup plus importants, en particulier du chauffage domestique et institutionnel et de la production d'électricité.

Le facteur le plus important dont il faut tenir compte lorsqu'on examine l'offre et la qualité des fuels résiduels est qu'ils sont essentiellement un produit dérivé du procédé de raffinage et que, de ce fait, ils se vendent moins cher que le brut dont ils sont issus. Et, par-dessus le marché, les fuels marins peuvent être considérés comme un produit dérivé des marchés terrestres. Cela vaut à la fois pour les fuels à base de distillats et pour les fuels marins résiduels. Ainsi, l'offre future de fuels marins sera dictée autant par ce qui se passe sur le plan de la réglementation, de l'offre et de la demande sur les marchés terrestres que par ce qui se passe sur le marché maritime.

À mesure qu'augmente la demande des marchés terrestres de distillats, il se peut que les producteurs décident d'augmenter la production des produits légers de plus grande valeur en retransformant (valorisant) des fuels résiduels, et en réduisant du même coup l'offre globale des fuels résiduels. De même, à mesure que les marchés terrestres des fuels lourds resserrent les critères de qualité, l'offre de fuels lourds aux marchés marins pourrait 1) afficher une hausse semblable de qualité puisqu'il s'agit d'un marché secondaire; 2) voir les fuels résiduels de moins bonne qualité investir leur marché et, du même coup, faire abaisser la qualité par rapport aux niveaux actuels; 3) afficher une baisse de la disponibilité des fuels lourds, quelle qu'en soit la qualité; ou 4) une combinaison de ce qui précède.

Dans le contexte d'une zone de contrôle des émissions de soufre (ZCES) nord-américaine, l'amélioration nécessaire de la qualité du fuel dont la teneur en soufre devra passer de 1,76 p. 100 à 1,5 p. 100 incite à penser que le Canada est un marché en bonne posture. Cela ne veut pas dire qu'une telle amélioration ne présentera pas de difficultés pour l'industrie du raffinage. En outre, il ne s'agit là que d'un cliché de la situation actuelle du Canada. On sait que l'offre mondiale de brut léger peu sulfureux affiche une baisse et qu'à mesure qu'un plus grand nombre de ZCES sont établies à l'échelle mondiale, on assistera à une augmentation de la demande de cette offre réduite de brut supérieur. À mesure que ce brut est moins facilement disponible, les raffineries qui continuent à produire des fuels résiduels (par opposition à celles qui décident de valoriser leurs fuels résiduels pour produire un plus grand nombre de distillats) seront tenues d'augmenter leurs procédés de désulfuration. Ces coûts supplémentaires des raffineries seront répercutés sur les consommateurs, ce qui majorera le prix de ce qui est déjà l'un des éléments opérationnels les plus coûteux des armateurs.

Même s'il n'y a pas actuellement de pénurie de fuels marins au Canada, on constate depuis quelques années une baisse des ventes effectuées aux navires battant pavillon étranger. Si une ZCES nord-américaine est établie, on assistera à une hausse subite de la demande de la part des navires battant pavillon étranger qui auront besoin de ce fuel à faible teneur en soufre pour

pouvoir naviguer dans les marchés canadiens et nord-américains. Rien ne garantit que les réserves de fuels seront suffisantes pour faire face à une hausse subite de la demande. À défaut de quoi, la hausse du coût pourrait inciter ces navires à rechercher d'autres marchés moins coûteux pour le chargement et le déchargement de leurs marchandises.

## 11 BIBLIOGRAPHIE

- Abbot, A., *et al.*, *Cost Benefit Analysis of the Used of TBT : The Case for a Treatment Approach, The Science of the Total Environment*, vol. 258, n<sup>os</sup> 1-2, août 2000.
- Agren, C., *Instead of Low-Sulphur Fuel*, Acid News 3, septembre 2003.
- Agren, C., *Tighter Limits for Sulphur in Fuels*, Acid News 1, février 2003.
- American Bureau of Shipping, *Understanding MARPOL Annex VI, A Guide for Ship Owners*, 2005.
- BMT Fleet Technology Limited, *Management Options for Marine Vessel Emissions*, rapport présenté à la Région du Pacifique et du Yukon d'Environnement Canada, mars 2005.
- *Gazette du Canada*, Partie I, vol. 138, n<sup>o</sup> 19, LCPE (1999), *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*, mai 2004.
- *Gazette du Canada*, Partie I, vol. 138, n<sup>o</sup> 40, LCPE (1999), *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*, octobre 2004.
- Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil Production and Supply Forecast*, juillet 2004.
- Association canadienne des producteurs pétroliers, *Canadian Crude Oil... a Reliable and Growing Supply of North American Energy*, avril 2005.
- Institut canadien des produits pétroliers, *Tracer la voie : efficacité énergétique et émissions du secteur maritime, transport maritime et qualité de l'air*, Perspectives de l'ICPP, janvier 2005.
- Commission des communautés européennes, *Stratégie de réduction des émissions des navires de mer*, Bruxelles, vol. I, novembre 2002.
- Commission des communautés européennes, *Proposition d'une directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la Directive 1999/32/CE sur la teneur en soufre des carburants liquides*, Bruxelles, vol. II, novembre 2002.
- Conseil de l'UE, *Directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la Directive 1999/32/CE en ce qui concerne la teneur en soufre des combustibles marins*, Accord politique, juin 2004.
- Croner, P., *MDO vs HFO in Deep-Sea RoRo Service. Is there a Financial Break-even?*, Wallenius Lines, 2002.

- Davies, M. E., *et al.*, *Study on the Economic, Legal, Environmental and Practical Implications of a European Union System to Reduce Ship Emissions of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>*, A Rapport à l'intention de la Commission européenne, août 2000.
- Energy Information Administration, *The Transition to Ultra-Low Sulfur Diesel : Effects on Prices and Supply*, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov), 2005.
- Entec IK Limited, *Quantification of Emissions from Ships Associated with Ship Movements Between Ports on the European Community*, préparé pour la Commission européenne, juillet 2002.
- Environnement Canada, Règlements en vigueur, *Règlement sur le soufre dans les carburants diesel*, DORS/2002-254.
- Environnement Canada, Lois et règlements environnementaux, [www.ec-gc.ca/EnviroRegs](http://www.ec-gc.ca/EnviroRegs).
- Environnement Canada, Division des combustibles, *Réduction de la teneur en soufre du carburant diesel hors route au Canada*, Document de travail sur l'élaboration d'un règlement canadien harmonisé avec la nouvelle norme des États-Unis, août 2003.
- Environnement Canada, Division des combustibles, *Rapport sur la teneur en soufre des carburants liquides – 2003*, novembre 2004.
- Environnement Canada, *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression*, mai 2004.
- Environnement Canada, *Établissement de normes canadiennes pour le soufre dans le mazout lourd et le mazout léger*, Document de travail relatif au respect des engagements de l'Avis d'intention pour des véhicules, des moteurs et des carburants moins polluants, octobre 2002.
- EUROPA, Communiqué de presse, *La politique des « navires propres » progresse après des années à vitesse réduite*, Bruxelles, 28 juin 2004.
- Commission européenne, *Advice on the costs to fuel producers and price premia likely to result from a reduction in the level of sulphur in marine fuels marketed in the EU*, Étude C.1/01/2002 par Beicip-Franlab, avril 2002.
- Evans, S. M., *et al.*, *The TBT Ban : Out of the Frying Pan into the Fire*, Marine Pollution Bulletin, vol. 40, n° 3, 2000.
- Favennec, J.P., *Refinery Operation and Management*, 2001.
- Hao, L. et Benxian, S., *An Improved Desulphurisation Process Based on H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>/Formic Acid Oxidation System Followed by Liquid-Liquid Extraction*, East China University of Science and Technology, 2004.

- Hare, J., *Flag, Coastal, and Port State Control, Closing the Net on Unseaworthy Ships and their Unscrupulous Owners*, Sea Changes n° 16, 1994.
- Harrison, D. Jr., et al., *Evaluation of the Feasibility of Alternative Market-Based Mechanisms To Promote Low-Emission Shipping in European Union Sea Areas*, préparé pour la Commission européenne, mars 2004.
- Hirst, D., *The Environmental Case for Seawater Scrubbing*, septembre 2002, [www.davidhirst.com](http://www.davidhirst.com).
- Organisation maritime internationale, *Convention internationale de 1973 pour la prévention de la pollution par les navires et ses protocoles de 1978 et de 1997 regroupés avec toutes les modifications en vigueur*, juillet 2002.
- Organisation maritime internationale, *Les règlements sur la pollution de l'atmosphère entreront en vigueur en 2005*, [www.imo.org](http://www.imo.org), 2004.
- Johnson, J.T., *Summary and Analysis of Results, Appendix O, Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States*, septembre 2001.
- MAN B&W Diesel A/S, *Emission Control, Two-Stroke Diesel Engines*, [www.manbw.com](http://www.manbw.com), 2005.
- MARTOB, *Operational Aspects of a Sulphur Cap on Marine Fuels*, [www.marinetech.ncl.ac.uk](http://www.marinetech.ncl.ac.uk), juin 2004.
- Melious, J. D., *Transboundary Air Quality Management Models : Options for Western Canada/ United States*, préparé pour Environnement Canada, avril 2003.
- Naidu, A., *The Secrets of Desulphurization*, World Hydrocarbon, 2004 (2), p. 20-24.
- Process Dynamics, *Diesel IsoTherming*, [www.processdyn.com/Diesel.html](http://www.processdyn.com/Diesel.html), 2005.
- Purvin & Gertz Inc., *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, août 2004.
- Purvin & Gertz Inc., *Technical Feasibility and Costs Associated with Reducing Sulphur Dioxide Emissions from Fuel Oil and Coal in Ontario*, avril 2003.
- Ridley, I. G. et Hutchinson, K. W., *Life Cycle Cost Drivers for Marine Vehicle Concept Design*, Presented at defence IQ : Whole Life Costing for Defence 2004, Londres, juillet 2004.
- Rosenne, S. et Yankov, A., *United Nations Convention on the Law of the Sea 1982, A Commentary*, vol. IV, Londres/Dordrecht/Boston, 1991.

- Skjolsvik, K. O., *Application of Low Sulphur Marine Fuels, New Challenges for the Marine Industry*, Marintek, 2004.
- Statistique Canada, Tableaux CANSIM en ligne, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire*, Tableau 128-0002.
- Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés*, Catalogue n° 45-004-XIB, décembre 2004.
- Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada*, Catalogue n° 57-003-XIB, 2002 et 2003.
- Statistique Canada, Division des transports, *Le transport maritime au Canada en 2002*, Catalogue n° 54-205-XIE, février 2004.
- Groupe de la Banque mondiale, *Public Policy for the Private Sector, Crude Oil Prices*, n° 275, octobre 2004.
- Thompson, L., Environnement Canada, *Teneur en soufre des combustibles liquides 2001*, [www.ec.gc.ca](http://www.ec.gc.ca), juillet 2002.
- Transports Canada, Site Web sur l'Immatriculation des navires, [www.tc.gc.ca/securitemaritime/Normes-Navires-et-Exploitations/immatriculation.htm](http://www.tc.gc.ca/securitemaritime/Normes-Navires-et-Exploitations/immatriculation.htm), mars 2005.
- Transports Canada, LMMC 2001, *Projet de réforme de la réglementation – Phase 1, Règlement sur la prévention de la pollution par les navires*, révision 7, janvier 2004.
- EPA des États-Unis, Federal Registry, *Control of Emissions from new Marine Compression-Ignition Engines at or Above 30 Litres per Cylinder; Final Rule*, Part II, 40 CFR Parts 9 and 94, février 2003, p. 9751.
- EPA des États-Unis, Federal Registry, *Control of Emissions of Air Pollution from Nonroad Diesel Engines and Fuel Proposed Rule*, Part II, 40 CFR Parts 69, 80, 89 *et al.*, mai 2003.
- EPA des États-Unis, Federal Registry, *Draft Regulatory Impact Analysis : Control of Emissions from Nonroad Diesel Engines*, EPA420-R-03-008, avril 2003.
- EPA des États-Unis, *In-Use Marine Diesel Fuel*, EPA420-R-99-027, août 1999.
- EPA des États-Unis, National News, *New Clean Diesel Rule Major Step in a Decade of Progress*, mai 2004.
- EPA des États-Unis, *Nonroad Engines, Equipment, and Vehicles*, [www.epa.gov/otaq/marine.htm](http://www.epa.gov/otaq/marine.htm).

- Van Hamme, J., *et al.*, *Recent advantages in Petroleum Microbiology*, American Society for Micro Biology, décembre 2003.
- Walker, S., *A Technical Perspective : Impact of Low Sulphur Fuel on the End User*, The 24th International Bunker Conference, mai 2003.
- Wartsila Corporation, *Low Sulphur Guidelines*, Wartsila White Paper, mars 2005.



ANNEXE A  
QUESTIONNAIRES TYPES



**Questionnaire visant la collecte de données sur l'offre et les raffineries de pétrole**



Environnement Canada

Rapport sur la disponibilité, la quantité et la qualité des fuels marins vendus au Canada

BMT Fleet Technology Ltd

**PARTIE A : RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX**

A-1 : Organisme : \_\_\_\_\_

A-2 : Adresse : \_\_\_\_\_

Ville : \_\_\_\_\_ Code postal : \_\_\_\_\_

A-3 : Société mère : \_\_\_\_\_

Rue : \_\_\_\_\_

Ville : \_\_\_\_\_ Province : \_\_\_\_\_ Code postal : \_\_\_\_\_

Pays : \_\_\_\_\_ Site Web : \_\_\_\_\_

A-4 : Description de l'organisme et personnes-ressources :

Description de l'organisme : \_\_\_\_\_

Activité primordiale : RAFFINAGE/IMPORTATION/DISTRIBUTION/AGENT/VENTES/AUTRES

S'il y en a d'autres, précisez : \_\_\_\_\_

Personne-ressource : \_\_\_\_\_ Téléphone : \_\_\_\_\_

Courriel : \_\_\_\_\_ Télécopieur : \_\_\_\_\_

**PARTIE B : MARCHÉ ET CLIENTS**

B-1 : Quels ont été les volumes produits par la raffinerie en 2004 (voir page suivante pour d'autres précisions sur les types de fuels)?

Raffinerie	Carburant diesel à teneur ordinaire en soufre	Carburant diesel à faible teneur en soufre	Carburant diesel marin	Fuels résiduels (fuels lourds)
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

B-2 : Quelles quantités de fuels cette raffinerie a-t-elle vendues en 2004?

Type de client	Carb. diesel à teneur ord. en soufre	Carb. diesel à faible teneur en soufre	Carburant diesel marin	Fuels résiduels (fuels lourds)
Ventes directes de sa propre marque	_____	_____	_____	_____
Revendeurs indépendants de fuels marins	_____	_____	_____	_____
Autres utilisations non marines	_____	_____	_____	_____

### PARTIE C : VENTES DE PRODUITS MARINS

Qualités de fuels	Ventes en 2004	Teneur en soufre	Observations
	Mètres cubes	% w/w	
<i>Carburant diesel marin</i>			
DMA			
DMB			
<i>Carburants diesel marins autres que ci-dessus<sup>(1)</sup></i>			
<i>Fuel moyen</i>			
< IFO 180			
IFO 180 à IFO 380			
<i>Fuel résiduel</i>			
IFO 380 à IFO 640			
> IFO 640			

Note (1) : Comprend le diesel n° 2, le DMX, le DMC.

### PARTIE D : MÉTHODES DE MÉLANGE

D-1 : Quel est le pourcentage type de produits mélangés pour produire les fuels marins suivants?

Qualités \ Offre	Plage des fuels à base de distillats (%)	Plage des fuels résiduels (%)	Plage des teneurs en soufre (%)
< IFO 180			
IFO 180 à IFO 380			
IFO 380 à IFO 640			
> IFO 640			

### PARTIE E : DISPONIBILITÉ DES FUELS

E-1 : À l'échelle de l'entreprise, quels facteurs influent sur la qualité du brut utilisé dans votre raffinerie (p. ex. autres industries, source) et exercez-vous un contrôle sur ces facteurs (c.-à-d. choix spécifique du fournisseur de brut) ou dépendent-ils de la demande du marché?

- E-2 : Quelles autres industries, le cas échéant, exercent une influence sur la demande/disponibilité des types de fuels utilisés par le secteur maritime et en quoi ces influences affectent-elles la disponibilité des fuels utilisés par le secteur maritime? Veillez fournir une analyse générale seulement.

#### **PARTIE F : DISPONIBILITÉS FUTURES DE FUELS À FAIBLE TENEUR EN SOUFRE**

- F-1 : Existe-t-il actuellement d'autres méthodes de raffinage que l'hydrotraitement pour obtenir des fuels à base de distillats à faible teneur en soufre?
- F-2 : Quelles sont les méthodes a) en place et b) en cours d'élaboration pour réduire la teneur en soufre des fuels résiduels?



Questionnaire visant la collecte de données sur l'offre de fuels



Environnement Canada Rapport sur la disponibilité, la quantité et la qualité des fuels marins vendus au Canada BMT Fleet Technology Ltd

PARTIE A : RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

A-1 : Organisme : \_\_\_\_\_

A-2 : Adresse : \_\_\_\_\_

Ville : \_\_\_\_\_ Code postal : \_\_\_\_\_

A-3 : Société mère : \_\_\_\_\_

Rue : \_\_\_\_\_

Ville : \_\_\_\_\_ Province : \_\_\_\_\_ Code postal : \_\_\_\_\_

Pays : \_\_\_\_\_ Site Web : <http://> \_\_\_\_\_

A-4 : Description de l'organisme et personnes-ressources :

Description de l'organisme : \_\_\_\_\_

Activité primordiale : RAFFINAGE/IMPORTATION/DISTRIBUTION/AGENT/VENTES/AUTRES

S'il y en a d'autres, précisez : \_\_\_\_\_

Personne-ressource : \_\_\_\_\_ Téléphone : \_\_\_\_\_

Courriel : \_\_\_\_\_ Télécopieur : \_\_\_\_\_

PARTIE B : MARCHÉ ET CLIENTS

B-1 : Quelles administrations portuaires servez-vous?

B-2 : Clients principaux (Veuillez indiquer le total des volumes des ventes (en mètres cubes) en 2004) :

Type de client	Carb. diesel à teneur ord. en soufre	Carb. diesel à faible teneur en soufre	Carburant diesel marin	Fuels résiduels (fuels lourds)
Navires hauturiers (commerce international)	_____	_____	_____	_____
Flotte non indépendante (intérieure)	_____	_____	_____	_____
Autres (précisez) :	_____	_____	_____	_____

**PARTIE C : VENTES DE PRODUITS**

Qualités de fuels	Ventes en 2004	Teneur en soufre	Observations
	Mètres cubes	% w/w	
<i>Carburant diesel marin</i>			
DMA			
DMB			
<i>Carburants diesel marins autres que ci-dessus<sup>(1)</sup></i>			
<i>Fuel moyen</i>			
< IFO 180			
IFO 180 à IFO 380			
<i>Fuel résiduel</i>			
IFO 380 à IFO 640			
>IFO 640			

Note (1) : Comprend le diesel n° 2, le DMX, le DMC.

**PARTIE D : MÉTHODES DE MÉLANGE**

D-1 : Quel est le pourcentage type de produits mélangés pour produire les fuels marins suivants?

Qualités \ Offre	Plage des fuels à base de distillats (%)	Plage des fuels résiduels (%)	Plage des teneurs en soufre (%)
< IFO 180			
IFO 180 à IFO 380			
IFO 380 à IFO 640			
> IFO 640			

D-2 : Mélange effectué par vous-même, une raffinerie, un importateur, un revendeur, un négociant? Précisez :

D-3 : Où achetez-vous ces fuels (p. ex. raffinerie, région ou pays) :

Carburant diesel à teneur ordinaire en soufre \_\_\_\_\_

Carburant diesel à faible teneur en soufre \_\_\_\_\_

Carburant diesel marin \_\_\_\_\_

Fuels résiduels \_\_\_\_\_



ANNEXE B  
CONTRAT DE CONFIDENTIALITÉ TYPE



## CONTRAT DE CONFIDENTIALITÉ

### Étude de la chaîne d’approvisionnement en fuels marins au Canada

Entre :

\_\_\_\_\_

et

BMT Fleet Technology Limited

Environnement Canada a retenu les services de BMT Fleet Technology Limited (BMT) pour entreprendre une étude sur la chaîne d’approvisionnement en fuels marins au Canada. En se lançant dans ce projet, BMT recueillera et validera des données émanant de \_\_\_\_\_ ayant trait à la production, aux ventes, à la qualité, à la distribution et aux emplacements. Ces données seront traitées sous le sceau du secret, comme en témoigne ce qui suit.

1. BMT comprend parfaitement qu’en vertu de la nature de ce projet, il faut que des dispositions en matière de confidentialité soient en place entre BMT et \_\_\_\_\_.
2. Dans ce contrat, données confidentielles s’entend :
  - (i) des données divulguées par \_\_\_\_\_ à BMT au sujet des activités de \_\_\_\_\_ ou de l’une quelconque de ses filiales qui, si elles sont divulguées par écrit, portent la mention « confidentiel », sont divulguées dans des rapports de telle manière que les données propres à l’entreprise puissent être identifiées ou, si elles sont divulguées par oral, précisent bien qu’elles sont confidentielles;
  - (ii) de la correspondance échangée avec \_\_\_\_\_ expressément préparée à l’aide de données confidentielles relatives au projet.
3. Toutefois, données confidentielles n’englobe pas :
  - (i) les rapports préparés pour l’ICPP, étant entendu que toutes les données confidentielles seront regroupées;
  - (ii) les données propres à \_\_\_\_\_ qui s’engage par écrit à ce qu’elles ne soient plus considérées comme données confidentielles;
  - (iii) les programmes informatiques et les méthodes conçues par BMT pour l’aider à réaliser ce projet;
  - (iv) les études de marché et les analyses de données appartenant au domaine public réalisées par BMT;

- (v) les données qui sont accessibles au public ou qui le deviennent généralement autrement qu'à la suite d'une divulgation par BMT;
  - (vi) les données qui sont ou deviennent accessibles à BMT à titre non confidentiel et qui émanent d'une autre source que \_\_\_\_\_, sous réserve que la source de divulgation, selon les connaissances ou les croyances raisonnables de BMT, ne soit pas liée par une obligation de discrétion à l'égard de \_\_\_\_\_ ou de l'une quelconque de ses filiales, ou qu'à la connaissance ou selon les croyances raisonnables de BMT, elle n'ait pas le droit de transmettre les renseignements à BMT pour cause d'obligation contractuelle, juridique ou autre;
  - (vii) les données connues de BMT à titre non confidentiel avant d'être divulguées à BMT par \_\_\_\_\_;
  - (viii) les données qui sont élaborées à titre autonome par BMT par l'entremise de ses employés qui n'ont pas accès aux données confidentielles.
4. Les obligations de discrétion que contient cette lettre ne s'appliquent pas aux données que BMT est tenue de divulguer à un tribunal compétent ou à toute autre instance réglementaire ayant compétence en la matière, sous réserve que BMT prenne des mesures raisonnables pour assurer la confidentialité des données et sous réserve que BMT signifie à \_\_\_\_\_ un avis écrit immédiat de la demande de divulgation.
5. BMT s'engage à respecter le caractère confidentiel et à ne pas divulguer sans le consentement écrit préalable de \_\_\_\_\_ les données confidentielles de quelque manière que ce soit, en tout ou en partie, et à ne pas utiliser les données confidentielles directement ou indirectement à une autre fin que celles du projet. Toutes les personnes au sein de BMT à qui des données confidentielles sont divulguées sont liées par l'obligation de discrétion à l'égard de BMT, et BMT fera tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer que ces parties n'utilisent ni ne divulguent la moindre donnée confidentielle qui enfreindrait les conditions du présent contrat.
6. BMT tiendra un registre de l'emplacement des données confidentielles. À la fin du projet, BMT remettra à \_\_\_\_\_ toutes les données confidentielles fournies par \_\_\_\_\_, ou l'une quelconque de ses filiales, et détruira tous les autres exemplaires des données confidentielles en sa possession, ou, dans le cas de données stockées sous forme numérique, rendra ces données inaccessibles.
7. Le rapport préparé par BMT pour le compte d'Environnement Canada sera la propriété exclusive d'Environnement Canada, mais BMT peut conserver des exemplaires de ces rapports, sommaires, correspondance et tableaux pour ses propres registres.
8. Ce contrat de confidentialité sera régi par les lois de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Il est entendu que, pour obtenir une mesure injonctive, les parties au



présent contrat stipulent a) que les données confidentielles ont une valeur tangible et constituent des secrets commerciaux et appartiennent en exclusivité à \_\_\_\_\_ et b) que toute divulgation non autorisée des données confidentielles causera un préjudice irréparable à \_\_\_\_\_ pour lequel des dommages et intérêts ne sauraient constituer un recours adéquat.

- 9. Les obligations de BMT en vertu de la présente lettre survivront après le parachèvement du projet, mais prendront fin cinq ans après la date du présent contrat.

Les parties acceptent par la présente les conditions du présent contrat de confidentialité.

\_\_\_\_\_

Nom

\_\_\_\_\_

Signature

\_\_\_\_\_

Poste

\_\_\_\_\_

Date

BMT Fleet Technology Limited

\_\_\_\_\_

Andrew Kendrick

Nom

\_\_\_\_\_

Signature

\_\_\_\_\_

Vice-président

Poste

\_\_\_\_\_

30 mai 2005

Date