Les effets de l'instabilité récente des marchés internationaux du pétrole sur les prix de gros et sur les prix de détail au Canada

Rapport préparé pour le Bureau de la concurrence

par

Frank Roseman

Industry Canada
Library - Queen

OCT 3 1 2014

Industrie Canada
Bibliothèque - Queen

Mars 2005

RÉSUMÉ

Le présent rapport a été rédigé dans le cadre d'une enquête, par le Bureau de la concurrence, sur le plaintes provenant de deux groupes : les consommateurs préoccupés par les prix de détail élevés, et un certain nombre d'exploitants de postes d'essence mécontents des faibles marges qu'ils réalisaient sur les ventes d'essence dans la région du Grand Toronto (RGT) et la région d'Ottawa-Hull. Le présent rapport vise à élucider les raisons de ces phénomènes, en particulier à déterminer s'ils sont attribuables au jeu normal des forces du marché, ou s'il y a lieu de croire à l'existence d'agissements anticoncurrentiels contre lesquels le Bureau de la concurrence a le pouvoir de prendre des mesures.

Dans le cadre de son enquête, le Bureau de la concurrence a présenté des demandes d'information à toutes les grandes sociétés pétrolières et à un certain nombre d'importateurs et de grands détaillants d'essence. Les sociétés étaient libres de fournir l'information et elles ont reçu l'assurance du respect de la confidentialité de l'information qu'elles fourniraient. À plusieurs endroits, dans ce rapport, il a été nécessaire d'utiliser l'information confidentielle. Pour cette raison, deux rapports ont été rédigés, à savoir un rapport confidentiel destiné à l'usage interne du personnel du Bureau de la concurrence, et un second rapport dont est exclue l'information confidentielle sur laquelle s'appuient les conclusions.

Les sociétés ont été généralement très ouvertes à la collaboration et l'information détaillée sur les prix dans la RGT et dans la région d'Ottawa-Hull a été particulièrement utile. Il aurait été impossible de trouver des renseignements aussi détaillés et précis dans d'autres sources publiques d'information. Les sociétés ont été convoquées à des réunions pour traiter de l'information fournie, lorsque cela a été jugé nécessaire.

Il existe beaucoup d'information publique sur l'industrie pétrolière. Des renseignements proviennent de certaines entreprises qui les fournissent en contrepartie de frais. L'industrie pétrolière fait aussi l'objet de nombreuses études, et un certain nombre de rapports ont été rédigés au Canada et aux État-Unis sur la flambée des prix dans le passé. Dans ces rapports, on a invariablement conclu que les flambées des prix étaient attribuables à des facteurs influant sur la demande ou, plus souvent, sur l'offre, et qu'elles n'étaient pas la conséquence d'agissements anticoncurrentiels. Ces rapports et des études plus générales de l'industrie ont été consultés. Les rapports présentés par les sociétés à leurs actionnaires et aux organismes de réglementation, comme la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ont été une autre importante source d'information. La consultation de ces rapports pour plusieurs années a permis de recueillir des renseignements considérables. Heureusement, bon nombre des grandes sociétés participantes sont des sociétés ouvertes.

Le rapport est axé sur le raffinage du pétrole et sur la vente au détail de l'essence. Les prix du pétrole brut ne sont pas, et ne peuvent être, étudiés dans ce rapport, parce qu'ils sont établis sur les marchés internationaux.

Le pétrole est converti en produits pétroliers dans les raffineries, qui sont des complexes chimiques fortement automatisés. L'essence, l'un de ces produits, est transportée à un terminal en vue de sa distribution locale, ou elle est expédiée par camion-citerne vers le marché local.

L'étendue du territoire d'une raffinerie dépend des moyens de transport à sa disposition. Dans les provinces de l'Atlantique, le navire est le principal mode de transport. Dans certaines régions, le transport est effectué par pipeline et par chemin de fer. La marge des raffineurs est la différence entre le prix du pétrole brut et le prix qu'ils obtiennent pour le produit résultant. Elle doit permettre de couvrir les coûts du raffinage, du transport au terminal et du stockage à la raffinerie et au terminal.

Selon les marges moyennes des raffineurs et des détaillants en Ontario en 2003[1], les prix actuel (octobre 2004) du pétrole brut et la valeur actuelle du dollar canadien, le prix actuel de l'essence serait de 85,3 cents le litre, lequel est probablement un peu plus élevé que le prix moyen à Ottawa. Par conséquent, maintenant que l'industrie s'est adaptée à la hausse des prix du pétrole brut, la hausse du prix de détail de l'essence est entièrement attribuable à la hausse du prix du pétrole brut. La ventilation du prix de détail en ses éléments, suivant les hypothèses énoncées ci-dessus, permet de dégager les proportions suivantes : pétrole brut, 49,9 %; taxes, 35,5 %; marges des raffineurs, 7,62 %; marges des détaillants, 7,74 %. Si les prix étaient inférieurs à celui de 85,3 cents le litre qui a été estimé au moment de la rédaction de ce rapport, les marges des raffineurs ou des détaillants seraient plus faibles. Bien sûr, la ventilation produirait des résultats différents si le prix du pétrole brut était plus bas. En 2003, l'importance relative des taxes et du prix du pétrole brut était inversée; lorsque le prix d'un baril de pétrole a été de 30 $US plutôt que de 53 $US, comme il l'est actuellement, la part du brut était de 38,3 % et celle des taxes, de 42,6 %.

La flambée des prix en mai 2004 n'était qu'en partie attribuable à la hausse des prix du pétrole brut. Elle résultait également en bonne partie d'une forte augmentation des marges des raffineurs aux États-Unis. En ce qui concerne la variation des prix de gros, on peut affirmer que les raffineries du Canada et celles des États-Unis occupent les mêmes marchés régionaux. Durant une courte période en mai, les marges des raffineurs américains ont atteint un niveau environ quatre fois plus élevé que les marges, plutôt faibles, enregistrées durant pareille période en 2003. Depuis le mois de mai, les marges ont diminué progressivement aux États-Unis et la valeur du dollar canadien a augmenté, ce qui explique pourquoi les prix au Canada sont semblables à ce qu'ils seraient selon les marges moyennes affichées en 2003. Par conséquent, la flambée au cours de laquelle les prix de détail se sont rapprochés de un dollar le litre découle de la hausse des prix du pétrole brut et d'une forte augmentation des marges des raffineurs de part et d'autre de la frontière. Les marges accrues des raffineurs canadiens conservaient le même rapport avec les marges des raffineurs américains que celui qui a été observé de longue date.

Un certain nombre de facteurs ont été à l'origine de l'augmentation des marges des raffineurs dans le cas de l'essence. Dans une perspective à long terme, le plus important de ces facteurs est l'équilibre de la capacité et de la demande. Aux niveaux actuels de la demande, la capacité des raffineries est presque pleinement exploitée. Des perturbations d'importance mineure, comme la fermeture d'une part des installations pour des travaux d'entretien imprévus ou encore une hausse imprévue de la demande, entraînent une baisse de l'offre donnant lieu à une hausse des prix. Pour l'instant, il semble exister des approvisionnements internationaux pouvant servir à combler les lacunes, dans la mesure où il est signalé suffisamment d'avance que ces

1 Les données utilisées ici ont été tirées du rapport annuel de Suncor.

approvisionnements seront requis. À l'exception de deux raffineries dans les provinces de l'Atlantique dont la production est destinée principalement aux États-Unis, les exportations et les importations des raffineries canadiennes ont été minimes comme d'habitude. Les exportations n'ont pas concouru à la hausse des prix de détail.

Il est peu vraisemblable que de nouvelles raffineries soient construites aux États-Unis ou au Canada. Il y a de grands obstacles économiques à l'entrée dans l'industrie, ainsi que les entraves supplémentaires que sont la réglementation concernant l'environnement et l'incertitude au sujet de l'évolution future de la demande. Dans le passé, la hausse du prix du pétrole brut a donné lieu à une baisse de la demande en conséquence de l'adoption de matériel à faible consommation d'énergie et d'autres mesures d'économie d'énergie.

De façon générale, le resserrement de l'offre des raffineries ne crée pas des conditions favorables pour les détaillants indépendants. Dans certaines régions, il est moins coûteux pour des détaillants indépendants de s'approvisionner par camion aux États-Unis, mais cette solution n'est généralement ni possible ni pratique pour les grandes chaînes de détaillants qui doivent avoir des sources d'approvisionnement garanties par contrat et qui, pour cette raison, sont tributaires des raffineries au pays. L'offre au Canada diminuera prochainement, en conséquence de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville, à la fin de l'année. Cette fermeture semble être la conséquence du coût élevé associé au respect de la réglementation en matière d'environnement, notamment en ce qui concerne la teneur en soufre de l'essence et du carburant pour diesel. L'expansion par Petro-Canada de sa raffinerie de Montréal ne compensera qu'une partie de la production disparue par suite de la fermeture de la raffinerie d'Oakville.

Table des matières

INTRODUCTION

RAFFINAGE DU PÉTROLE
- Production des raffineries
- Octane et environnement
- Capacité des raffineries et taux d'utilisation
- Économies d'échelle, autres obstacles à l'entrée et concentration
- Sociétés et changements récents dans l'industrie

ÉCHANGES DE PRODUITS ET ENTENTES DE MOUVEMENT DES STOCKS AUX TERMINAUX

INSTABILITÉ DES PRIX AUX ÉTATS-UNIS ET PERTINENCE DANS LE CADRE DU PRÉSENT EXAMEN

PRIX DE GROS
- Relation entre les prix du disponible, sur le plan régional
- Prix dans l'Ouest canadien
- Prix dans l'Est du Canada

Conclusion : Relation entre les prix à la rampe au Canada et les prix sur le marché du disponible aux États-Unis

INTRODUCTION

Le présent rapport a été rédigé dans le cadre d'une recherche que je me suis engagé à réaliser pour le Bureau de la concurrence, à compter du début de juin, et qui avait pour objet l'examen des raisons du niveau élevé des prix de détail et de la faiblesse apparemment paradoxale des marges des détaillants. L'examen a été entrepris le 4 mai, suivant l'annonce dans le site Web du Bureau, en conséquence de nombreuses plaintes de la part de consommateurs et de détaillants indépendants concernant les prix de détail de l'essence. Les consommateurs se plaignaient de la forte hausse des prix et les détaillants – en particulier ceux de la région du Grand Toronto (RGT) et de la région de la capitale nationale (RCN) – de la compression de leurs marges. Cet examen visait à expliquer les raisons de ces préoccupations, et plus précisément à déterminer si les changements observés étaient attribuables au jeu normal des forces du marché ou à des agissements illicites ou autrement anticoncurrentiels de l'industrie canadienne cherchant à profiter de l'instabilité des marchés internationaux de pétrole brut et de la vente en gros de l'essence. Le cas échéant, la possibilité de complot ou d'abus de position dominante a également été examinée dans d'autres contextes. J'avais pour tâche précise de fournir suffisamment de renseignements généraux sur la structure et sur la conduite de l'industrie ainsi que sur les résultats qu'elle a enregistrés pour étayer toute conclusion que je puisse tirer.

L'industrie pétrolière fait l'objet de nombreuses études et elle fait presque constamment l'objet d'un examen par un palier de gouvernement ou un autre aux États-Unis. Il existe une forte demande d'information sur l'industrie et un certain nombre d'entreprises sont spécialisées dans la cueillette de renseignements sur les prix (et sur les volumes) de tous les types de pétrole brut, sur le cours des prix de gros sur divers marchés dans le monde, ainsi que sur les prix de détail et les parts des marchés locaux. Cette demande d'information provient surtout de membres de l'industrie qui ont besoin de cette information à des fins d'exploitation et de planification. Les ministères chargés de surveiller et de comprendre l'évolution de l'industrie sont d'autres utilisateurs de cette information. Bien que les prix de gros affichés soient différents des prix de vente en raison des remises, le niveau général des remises est connu des membres de l'industrie et l'information à ce sujet est assez facilement accessible aux ministères lorsqu'ils en ont besoin. Autrement dit, l'industrie est très transparente. Il n'est jamais difficile de savoir ce qui se passe dans l'industrie, à tous les niveaux. Les raisons de certains changements, toutefois, sont moins évidentes. Il en va de même dans d'autres industries, sauf qu'il est rare dans celles-ci de pouvoir suivre de près la relation entre le prix de la matière première et le prix payé pour les produits par les consommateurs, comme dans le cas du pétrole brut et de l'essence, du carburant pour diesel et du mazout.

Bien que les données accessibles soient considérables, la coopération de toutes les principales sociétés de raffinage et de distribution a été sollicitée, afin d'obtenir des renseignements supplémentaires se rapportant aux plaintes étudiées. La coopération a été très grande. Les grandes sociétés pétrolières ont fourni non seulement leurs propres explications de la forte hausse des prix de détail, mais aussi des renseignements précis sur les aspects suivants : les prix de gros et de détail dans la RGT et la RCN; toutes les ententes ayant trait à l'achat, à la vente ou à l'échange de produits ou services; les sujets abordés lors de conférences sectorielles ou d'autres réunions. En outre, des importateurs et des grossistes ont été invités à fournir des renseignements sur leurs activités et leur interprétation des conditions d'importation, compte tenu de la forte

utilisation de la capacité en Amérique du Nord et en Europe. Un certain nombre de grands détaillants ont aussi été consultés, en particulier ceux qui sont d'importants distributeurs dans d'autres régions, comme Wal-Mart, Loblaw, Costco et Canadian Tire. Tous ces détaillants, sauf le dernier, étaient de nouveaux arrivants considérés comme de nouveaux intervenants dynamiques sur les marchés de vente au détail de l'essence. Les renseignements sur les prix de détail obtenus de certains intervenants ont été un important complément à l'information recueillie par les entreprises spécialisées dans la cueillette des renseignements. Lorsque les marchés sont instables, les prix de détail varient souvent, parfois plus de 25 fois par semaine, et des changements peuvent être négligés dans l'échantillonnage fait par les entreprises spécialisées.[1] Les barèmes de remises applicables aux prix de gros, fournis par certaines entreprises, ont également été très utiles lorsqu'il était nécessaire de mieux comprendre les prix de vente. Dans tous les cas, j'ai consulté des sources d'information publiques – principalement les rapports annuels ou trimestriels et l'information sur les prix de gros – qui ont été d'une grande utilité pour l'acquisition de renseignements généraux, pour la formulation de questions, et pour lancer le dialogue dans le cadre des entrevues menées auprès des entreprises invitées à fournir de l'information.

Comme je l'ai déjà signalé, l'industrie fait l'objet de nombreuses études. Au Canada, l'étude la plus récente a été le rapport intitulé *Prix de l'essence au Canada,* déposé par le Comité permanent de l'industrie, des sciences et de la technologie à la Chambre des communes en novembre 2003. Le Comité étudiait les « causes possibles de la hausse récente des prix de l'essence » et les effets négatifs de cette hausse sur l'économie. Après l'examen des prix à tous les niveaux de l'industrie, de la structure, des résultats affichés et de la rentabilité du secteur en aval, le Comité a conclu que la hausse des prix pouvait être expliquée par le jeu normal des forces du marché. Il a cependant recommandé au Parlement de créer un office de surveillance du secteur pétrolier investi d'un mandat de trois ans et devant lui présenter un rapport. Les membres du Comité appartenant à l'Alliance canadienne ont exprimé une opinion dissidente. À l'heure actuelle, la principale source d'information organisée[2] est un rapport bihebdomadaire intitulé, *Fuel Facts* (*InfoPrix,* édition du Québec) publié par MJ Ervin and Associates et Purvin and Gertz Inc., qui est fourni au public par l'Institut canadien des produis pétroliers.

Le Comité et le Bureau de la concurrence ont pu puiser de l'information dans le rapport du Conference Board du Canada, ayant pour titre *Les quinze derniers pieds à la pompe, l'industrie de l'essence au Canada en 2000.* Ce rapport présente les résultats d'une recherche d'envergure sur l'industrie, depuis le raffinage jusqu'à la vente au détail. En plus de fournir une masse d'information descriptive, ce rapport expose les résultats d'un certain nombre de tests statistiques. Les principales conclusions tirées, dans l'optique des préoccupations actuelles, étaient les suivantes : les prix payés pour l'essence au Canada étaient parmi les moins élevés au monde, et la hausse des prix de détail à l'époque était attribuable à l'augmentation des prix du

---

1 Aux États-Unis, l'entreprise Oil Price Information Service évite ce problème d'échantillonnage par l'achat de données auprès d'un fournisseur de cartes de parcs, ce qui lui permet d'obtenir des prix de détail et des pris de gros.

2 Comme je l'ai déjà mentionné dans le texte, il est possible de se procurer des données auprès d'entreprises telles que Bloomberg ou Reuters, mais les renseignements fournis sont des données brutes.

pétrole brut. En raison de divergences dans les mandats, mais aussi en raison de mes propres préoccupations professionnelles au cours de plusieurs décennies, la matière que je présente dans ce rapport est très différente de celle du rapport du Comité. Dans le présent rapport, les prix de gros occupent une plus grande place et les manifestations possibles d'une puissance commerciale y sont examinées plus à fond.

Nombre d'études et de commentaires portent sur les causes de la variation des prix de détail. Certes, les prix du brut sont un élément important faisant toujours l'objet d'un suivi, bien qu'avec un certain retard. Ce qui distingue les hausses récentes des prix de détail, c'est l'effet qu'ont eu les marges des grands raffineurs. De façon générale, les raffineurs canadiens ont connu, au fil des années, les mêmes hauts et bas que leurs homologues américains, puisqu'il a sans cesse été démontré que les prix de gros dans les grands centres canadiens comme Montréal, Toronto et Vancouver ne sont pas très différents de ceux dans des centres américains correspondants et que leur évolution suit de près celle des prix enregistrés dans ces centres américains. Un des éléments plus simples, mais néanmoins déterminants du présent rapport, a consisté à voir si l'écart entre les prix de gros au Canada et aux États-Unis s'est creusé durant la période à l'étude. Une accentuation de cet écart, bien qu'elle ne représente pas nécessairement un changement par rapport au jeu normal des forces du marché, laisse supposer que les conditions dans l'industrie canadienne ont rendu les consommateurs très vulnérables aux perturbations dans le système international, et elle inciterait à étudier plus à fond la structure et le comportement de l'industrie.

Le présent rapport est divisé en plusieurs sections. La première porte sur la structure et les aspects économiques du raffinage du pétrole. Bien que l'attention du public soit naturellement concentrée sur les prix de détail, les préoccupations sur le plan de la concurrence, s'il y en a, surgissent habituellement dans le secteur du raffinage où les fournisseurs sont moins nombreux et les conditions d'entrée, beaucoup plus difficiles à remplir. Cette section contient également une analyse des diverses ententes entre les raffineurs et d'autres fournisseurs concernant l'approvisionnement réciproque et le partage ou l'acquisition de services de terminaux. La deuxième section traite des prix de gros, à partir de la montée des prix aux États-Unis et des raisons avancées pour expliquer l'accroissement des marges des raffineurs. Les prix cotés dans plusieurs villes ayant des centres correspondants aux États-Unis sont comparés, comme c'est maintenant devenu la tradition, mais une très grande attention est accordée à la comparaison des prix dans divers centres au Canada. À cette fin, l'analyse est divisée en deux sous-sections, l'une portant sur les prix dans l'Est et le Centre du Canada et l'autre, sur les prix dans l'Ouest canadien.

Il n'est pas nécessaire de consacrer une section distincte au pétrole brut, étant donné que les faits s'y rapportant sont bien connus et non controversés. Sauf pour le bref exposé présenté ci-dessous, l'analyse des prix du pétrole brut est reportée à la section sur le raffinage. Pour l'instant, il suffit d'énoncer les affirmations suivantes : le pétrole brut est une marchandise faisant l'objet d'un commerce international sur lequel les fournisseurs et les acheteurs nationaux n'ont aucune influence; le Canada est un importateur net dans l'Est et un grand exportateur dans l'Ouest,[3] le

3 L'Office national de l'énergie suit l'évolution des marchés de l'énergie, dont ceux du pétrole brut, pour veiller à ce que les acheteurs canadiens aient accès à des approvisionnements à des

prix du pétrole brut est déterminé en partie par l'OPEP, mais il dépend aussi des bouleversements provoqués par des événements politiques. Enfin, l'expression « pétrole brut » est utilisé au singulier par souci de simplification seulement, puisqu'il y a de nombreux types de pétrole brut présentant différentes caractéristiques.

Dans la mesure du possible, l'information descriptive contenue dans le présent rapport est tirée de sources publiques. Les rapports annuels et trimestriels des sociétés et les publications sectorielles permettent de brosser un tableau relativement détaillé de l'industrie. Les sociétés ne sont pas toutes des entités ouvertes, mais, heureusement, les trois sociétés nationales (l'Impériale, Petro-Canada et Shell) le sont. Les rapports des sociétés Suncor et Canadian Tire ont aussi été d'une très grande utilité. Le présent rapport a été rédigé en deux versions, l'une confidentielle et l'autre destinée au public. La version confidentielle renferme une analyse détaillée de certaines données fournies par les sociétés. Cette analyse figure à divers endroits dans le rapport, mais elle est surtout concentrée dans la section sur les marges brutes des détaillants. La version publique s'appuie sur les renseignements confidentiels, mais ces derniers ne sont pas révélés explicitement.

RAFFINAGE DU PÉTROLE

Production des raffineries Le Canada compte actuellement 17 raffineries en exploitation qui produisent l'éventail complet de produits, dont l'essence.[4] Ce nombre sera bientôt ramené à 16, lorsque Petro-Canada fermera sa raffinerie d'Oakville à la fin de 2004, comme prévu. Ces raffineries, énumérées au tableau 1, transforment différents bruts et autres hydrocarbures[5] en un certain nombre de produits, depuis les produits très légers (ayant une faible densité relative) comme le butane et le propane, jusqu'au mazout lourd et aux produits spécialisés comme les huiles lubrifiantes. Bien que l'essence soit le produit qui retient le plus l'attention du public, tous les produits jouent un rôle important dans le bien-être économique des raffineurs. Du point de vue du revenu retiré par litre, les chiffres enregistrés par Petro-Canada en 2003 représentent vraisemblablement des données types, à savoir : 39,6 cents pour l'essence 36,9 cents pour les distillats (sans doute le carburant pour diesel, le mazout léger et le carburéacteur) et 43,5 cents

---

conditions semblables à celles dont bénéficient les acheteurs de l'étranger (*Rapport annuel*, 2003, p. 46).

4 La petite raffinerie de Parkland, où les condensats de gaz naturel étaient convertis en essence, a interrompu ses activités à la fin de septembre 2001, parce que son exploitation était non rentable vu le coût des condensats par rapport à celui de l'essence.

5 Les charges d'alimentation des raffineries comprennent les produits partiellement transformés dans les raffineries, qui font l'objet d'un commerce entre les raffineurs, ainsi que d'autres hydrocarbures tels que le gaz naturel et les liquides du gaz naturel. En 2003, les matières autres que le pétrole brut représentaient 9,5 % des charges d'alimentation des raffineurs canadiens (Statistique Canada. *Produits pétroliers raffinés*, février 2004).

pour les « autres » produits.[6] Le revenu plus élevé tiré des « autres » produits est probablement attribuable au fait que les huiles lubrifiantes sont du nombre. Cependant, bien que tous les produits contribuent au revenu unitaire réalisé par les raffineurs, l'essence est de loin le produit le plus important, fournissant 45,7 % du revenu de Petro-Canada en 2003. Cette constatation est confirmée par les statistiques nationales. En 2003, la part de l'essence dans la production au Canada a été d'environ 42 % et celle du carburant pour diesel, de près de 25 %. Le mazout léger, presque identique au carburant pour diesel si ce n'est de la teneur en soufre, et le mazout lourd représentent chacun une part d'environ 8 %.[7]

Procédés de raffinage Les raffineries sont des complexes chimiques fortement automatisés où le pétrole brut est converti en un certain nombre de produits. On y trouve divers équipements et procédés permettant de répondre aux besoins sur le marché et, plus récemment, de tenir compte des caractéristiques variables des bruts et des prescriptions de plus en plus rigoureuses visant la protection de l'environnement. Le premier et le plus vieux procédé est celui de la distillation du pétrole brut, servant à fractionner le brut en divers produits légers ou lourds ayant différentes températures d'ébullition. Aucune transformation plus poussée ne serait requise si la demande concordait étroitement avec la production de la tour de distillation. Même sans transformation plus poussée, il est possible de modifier la production pour répondre à une demande différente, par l'utilisation de différents bruts; les bruts plus légers permettent de fabriquer plus d'essence, tandis que les bruts plus lourds servent davantage à produire des distillats et du mazout lourd. Toutefois, on constate une baisse de la demande de produits lourds par rapport à celle du carburant pour diesel et, surtout, de l'essence.

Pour mieux répondre à la demande et pour remédier au problème des bruts de plus en plus lourds, les raffineurs utilisent des procédés thermiques et chimiques afin de fractionner les grosses molécules. Dans la plupart des raffineries au Canada (et ailleurs), les fractions plus lourdes sont soumises à une transformation plus poussée par une deuxième distillation sous vide qui nécessite moins de chaleur qu'il n'en faudrait autrement pour fractionner les grosses molécules. Les produits lourds peuvent être convertis davantage à l'aide de craqueurs catalytiques, qui ont d'abord fait leur apparition aux États-Unis et qui devaient précisément permettre d'accroître la quantité d'essence tirée du pétrole brut. Les installations de cokéfaction et les viscoréducteurs, qui utilisent la chaleur plutôt que la combinaison chaleur et catalyseurs, sont d'autres moyens de fractionner les grosses molécules en vue d'obtenir les produits plus légers voulus. Les installations de cokéfaction existent surtout aux États-Unis, tandis que les viscoréducteurs, qui permettent d'accroître la production de carburant pour diesel, se retrouvent principalement en Europe.

La répartition régionale de la capacité de viscoréduction au Canada montre comment l'offre est adaptée à la demande et donc aux prix. Afin d'analyser l'essence dans le plus grand contexte des

---

6 Petro-Canada. *2003 Statistical Supplement*, mars 2004, p. 38. Il est reconnu que le degré d'intégration verticale influe sur le revenu unitaire, mais cela n'invalide pas la remarque générale.

7 Statistique Canada. *Produits pétroliers raffinés*, février 2004.

autres produits du raffinage, les prix moyens à la rampe de l'essence et du carburant pour diesel ont été comparés à Saint John, à Montréal, à Toronto, à Edmonton et à Vancouver, pour la période de juin 1990 à juin 2004. D'est en ouest, les écarts de prix moyens sont de 0,26 cent le litre, 0,11cent le litre, 0,53 cent le litre, 1,43 cent le litre et de 2,07 cents le litre respectivement, en faveur de l'essence (Bloomberg. *Oil Buyers' Guide*). Comme il faut s'y attendre vu les faibles écarts de prix dans l'Est du pays, le prix de l'essence est tantôt supérieur à celui du carburant pour diesel et tantôt inférieur à ce dernier, en partie selon l'incidence des facteurs saisonniers. Comme la viscoréduction est un procédé permettrant d'accroître la production de carburant pour diesel, un investissement dans ce procédé serait moins rentable (ou non rentable) dans l'Ouest. En fait, aucun équipement de viscoréduction n'est indiqué par les raffineries de l'Ouest, tandis que cinq des neuf raffineurs dans le reste du pays signalent un tel équipement.[8]

À mesure que les raffineries s'agrandissent et se dotent de matériel de transformation plus varié, elles acquièrent la possibilité d'utiliser différents types de pétrole brut et d'autres produits partiellement raffinés. Valero, société mère d'Ultramar, est un bon exemple de la souplesse offerte par l'existence de moyens de transformation variés et par l'utilisation de différentes combinaisons de charges d'alimentation, permettant de modifier l'éventail des produits. Les raffineries de la société situées aux États-Unis, sur la côte du golfe, utilisent du mazout résiduel (dans une proportion de 10 %) et d'autres charges d'alimentation et charges composées (18 %) ainsi que du pétrole brut ayant une forte teneur en soufre, dont elle tire 53 % d'essence et 27 % de distillats. Sur la côte ouest, les raffineries de la société utilisent des charges d'alimentation (30 %) et du brut sulfureux pour produire de l'essence et des distillats dans des proportion de 64 % et de 19 % respectivement. Dans une raffinerie d'Ultramar et une raffinerie du New Jersey, la société utilise des charges d'alimentation et charges composées (7 % seulement) et un pourcentage élevé de brut peu sulfureux pour produire de l'essence et des distillats dans des proportions de 42 % et de 40 % respectivement. La société Valero et les raffineurs canadiens peuvent profiter de la variation des prix relatifs des bruts légers et des bruts lourds, du coût des produits partiellement raffinés et du prix de l'essence et du carburant pour diesel, pour parvenir aux résultats les plus rentables.

À ce stade, il convient de traiter brièvement du pétrole brut synthétique et de la capacité de raffinage. Le pétrole brut synthétique est issu d'un processus de valorisation du bitume, hydrocarbure visqueux devant être traité avant de pouvoir être transformé dans une raffinerie. Suncor exploite une usine de valorisation lui permettant de produire divers bruts synthétiques sulfureux ou non sulfureux ou du carburant pour diesel, selon qu'il est plus rentable d'extraire le soufre et/ou de convertir le brut synthétique en carburant pour diesel. Par conséquent, bien que les installations de valorisation de la société ne comptent pas parmi les raffineries, elles sont responsables d'une part de l'offre de carburant pour diesel. La plus grande exploitation des sables bitumineux sera probablement aussi une importante source de production de distillats moyens. Comme l'a signalé Suncor, les marges relatives au carburant pour diesel sont habituellement supérieures à celles que procure le pétrole brut, qu'il soit naturel ou synthétique. Les projets d'exploitation accrue (des sables bitumineux) des concurrents de Suncor, mentionnés plus haut, pourraient aboutir à une hausse de l'offre de carburant pour diesel et à une baisse des

---

8 *Oil and Gas Journal*, « 2000 Worldwide Refining Survey », le 18 décembre 2000.

marges.[9] Bien sûr, une telle évolution accentuerait les pressions s'exerçant sur les raffineurs de l'Ouest et les incitant à s'orienter vers la production accrue d'essence.

Octane et environnement Lorsqu'une raffinerie a obtenu l'éventail souhaité de produits, elle doit veiller à ce que ces produits présentent les caractéristiques voulues. Le critère le plus important est l'élimination des éléments du pétrole brut qui sont considérés comme des polluants, principalement le soufre. Ce dernier est éliminé par des unités d'hydrotraitement. D'autres procédés, comme le reformage, l'alkylation et l'isomérisation, sont utilisés pour combiner et réorganiser les atomes. Les produits issus de ces procédés sont mélangés à des produits légers provenant d'autres unités de la raffinerie, afin de produire de l'essence ayant l'indice d'octane requis. Les éléments constituants de l'essence sont vendus sur le marché et ils représentent une importante part des importations qui viennent s'ajouter à l'offre d'essence aux États-Unis, et ils offrent aux raffineurs canadiens un choix d'importations pouvant servir à produire de l'essence ayant l'indice d'octane voulu.

Au cours des derniers mois, l'indice d'octane est devenu une préoccupation, depuis que les raffineurs ont décidé de discontinuer l'utilisation de l'additif méthylcyclopentadiényl manganèse tricarbonyle (MMT) pour augmenter l'indice d'octane.[10] Il est aussi possible d'augmenter l'indice d'octane de l'essence par d'autres moyens, notamment par l'ajout de divers composés oxygénés comme l'éther méthyltertiobutylique (MTBE) ou l'éthanol, ou par le raffinage plus poussé par les procédés mentionnés précédemment. Sunoco et d'autres détaillants utilisent de l'éthanol. Selon un rapport rédigé par Environnement Canada, la part du MTBE utilisé dans l'essence au Canada était de moins de 2 % en 2000, comparativement à 10 % en 1998. Un certain nombre de raffineurs et de distributeurs ont dit avoir utilisé le MTBE, mais seules les deux grandes raffineries exportatrices, soit celles des sociétés Irving et North Atlantic Refining, ont affirmé qu'elles continueraient de l'utiliser après 2001. Toutefois, la raffinerie de Terre-Neuve est la seule qui projetait d'utiliser le MTBE dans l'essence destinée au marché canadien. Aux États-Unis, l'utilisation du MTBE est très répandue, mais il n'est pas certain que cette utilisation continue parce que le MTBE a été décelé dans les eaux souterraines.

En vertu de la loi des États-Unis dite *Clean Energy Act*, l'utilisation de l'essence reformulée est exigée dans neuf régions métropolitaines dans lesquelles la qualité de l'air (smog) pose un grave problème. L'essence reformulée se distingue de l'essence ordinaire principalement par l'ajout de composés oxygénés tels que le MTBE ou l'éthanol, qui favorisent une combustion plus complète et une diminution des émissions de substances polluantes, comme le monoxyde de carbone et l'ozone, rejetées par les systèmes d'échappement. Des États pourraient également décider de participer au programme. Dans le cadre du programme, toutefois, ce sont les résultats qui comptent, et il est permis d'utiliser différentes formules d'essence dans la mesure où sont

---

9 Suncor Energy Inc. *Annual Information Form*, le 26 février 2004, p. 2.

10 Les fabricants d'automobile prétendent depuis longtemps que le MMT nuit à l'efficacité des systèmes de contrôle des émissions, et les défenseurs de l'environnement s'opposent à son utilisation parce que sa combustion produit des émissions de manganèse.

respectées les prescriptions en matière de rendement selon la saison. D'après l'estimation la plus fréquemment citée, 18 essences différentes sont actuellement vendues aux États-Unis. Comme nous le verrons plus loin, la prolifération des essences spéciales, comme sont désignées celles dont les formules sont différentes, est considérée par certains comme l'une des sources de la variation accrue des prix de l'essence aux États-Unis et, par conséquent, au Canada, à cause des prix de gros au Canada ne peuvent diverger considérablement de ceux aux États-Unis. Il existe une libre-circulation de l'essence (et autres produits pétroliers raffinés), et les raffineurs ou les sociétés non intégrées de mise en marché sont en mesure de profiter des écarts de prix qui excèdent les coûts de transports et auxiliaires en transportant l'essence des zones de bas prix vers les zones de prix élevées, ou pour les cargos de l'Europe ou des Caraïbes, de détourner l'essence vers les marchés de prix plus élevés.

Capacité des raffineries et taux d'utilisation de la capacité Au tableau 1 sont indiqués l'emplacement et la capacité des 17 raffineries situées au Canada. La capacité mesurée est celle des tours de distillation. Toutefois, la production moyenne de ces raffineries est composée de produits plus légers que le pétrole brut et autres hydrocarbures utilisés comme charges d'alimentation, si bien que le volume produit est plus élevé que le volume utilisé. En 2003, la production des raffineries canadiennes dépassait d'environ 4,5 % le volume des charges d'alimentation (Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés*).

Il est peu probable que les données fournies par les sociétés reposent toutes sur les même critères. Lorsque les critères utilisés par une société dans la déclaration de la capacité ne sont pas précisés, il est supposé que la capacité déclarée par la société correspond à ce que la raffinerie produirait si elle était en exploitation durant 365 jours. Ce rythme de production n'est pas vraisemblable dans la pratique parce qu'il faut toujours interrompre les activités, durant l'année, pour effectuer des travaux d'entretien. En outre, des défaillances mécaniques imprévues dans certaines parties de la raffinerie peuvent influer sur la production dans l'ensemble du complexe. Ce facteur est l'un de ceux dont la société l'Impériale tient compte dans les chiffres fournis sur la capacité de raffinage et sur le taux d'utilisation de la capacité. Dans une note de bas de page, l'Impériale affirme que les capacités nominales sont fondées sur des caractéristiques bien définies quant au pétrole brut et aux charges d'alimentation transformées dans les tours de distillation atmosphérique des raffineries, aux produits devant résulter et aux procédés de raffinage, les chiffres étant corrigés en fonction d'une durée estimée d'interruption de la production pour les travaux habituels d'entretien. La capacité réelle peut donc être supérieure ou inférieure à la capacité indiquée, selon les changements dans l'exploitation de la raffinerie et le type de pétrole brut pouvant être utilisé pour la transformation.[11] Les chiffres fournis sur la capacité de raffinage et sur le taux d'utilisation de la capacité peuvent varier aussi selon qu'il s'agit de la capacité initiale de la tour de distillation ou d'une capacité accrue par des modifications subséquentes à la tour. Lorsque la capacité déclarée n'est pas corrigée en fonction des modifications à la tour, le taux d'utilisation de la capacité peut être supérieur à 100 %. Les chiffres fournis sur la capacité d'utilisation donnent à penser que c'est le cas pour Petro-Canada, Suncor et Husky Energy dont les rapports annuels font état de taux d'utilisation de la capacité

11 L'Impériale. *Information for Investors*, mars 2004, note de bas de page n° 2 sous la rubrique « Petroleum Products, Imperial Oil Refineries ».

qui dépassent 100 % durant une partie de l'année et dont la moyenne est généralement plus élevée que celles des autres sociétés. Faute de renseignements complets, il peut être trompeur de comparer les taux d'utilisation de la capacité des différentes sociétés, mais il est possible de faire des comparaisons à l'intérieur d'une société, surtout pour des périodes relativement courtes. Malgré ces observations, l'information sur le taux d'utilisation de la capacité n'est pas moins utile, en particulier lorsqu'elle vient compléter l'information sur l'ensemble du système.

L'état actuel de la capacité de raffinage est le résultat d'une rationalisation effectuée au cours des années 1970 et 1980. La capacité actuelle concorde bien avec le niveau de la demande et les taux élevés d'utilisation de la capacité ont été la norme ces dernières années. Outre le fait que la capacité concorde bien avec le niveau de la demande, l'exploitation intensive d'une raffinerie est assujettie à de fortes pressions économiques, dont les coûts fixes élevés associés à des usines hautement capitalistiques et à une main-d'œuvre relativement stable. Les sociétés qui ne se préoccupent pas de l'incidence de leur production supplémentaire sur les prix peuvent être incitées à accroître cette production tant qu'elles peuvent couvrir les coûts variables, dont le principal est celui du pétrole brut. De façon générale, toutefois, il peut être supposé que le taux d'utilisation de la capacité est sensible au niveau des ventes, étant donné que, sauf lorsqu'elles se préparent à une variation saisonnière anticipée de la demande, les raffineries ne produisent pas en vue de l'accumulation de stocks.

Les taux d'utilisation de la capacité déclarés par les trois sociétés nationales et par Suncor sont les suivants, pour 2002 et 2003 respectivement : l'Impériale, 90 % et 90 %; Shell, 87 % et 90 %; Petro-Canada, 101 % et 100 %; Suncor, 95 % et 95 %.[12] Lorsque les taux d'utilisation de la capacité du premier trimestre de 2004 sont comparés à ceux du même trimestre en 2003, les résultats obtenus sont les suivants : Petro-Canada affiche une hausse du taux qui passe de 101 % à 103 %; Shell, de 90 % à 92 %; Suncor, de 103 % à 108 %. L'Impériale a déclaré que son taux d'utilisation s'était accru de près de 6 % par rapport à celui de 2002, ce qui représentait le niveau de production le plus élevé depuis dix ans. Il ressort clairement de ces données que les raffineurs ne limitaient certainement pas la production. Toutefois, les taux d'utilisation de la capacité ont fléchi durant le deuxième trimestre – période pendant laquelle les raffineurs effectuent leurs travaux habituels d'entretien du printemps – et ils étaient encore plus faibles que ceux du même trimestre en 2003. Les taux sont tombés de 99 % à 92 % chez Petro-Canada, de 84 % à 78 % chez Shell, de 91 % à 88 % chez l'Impériale et de 100 % à 85 % chez Suncor. Dans le cas de Shell, la société a effectué l'arrêt de production le plus important de son histoire à la raffinerie de Montréal-Est (rapport trimestriel, p. 3). De même, Petro-Canada a réalisé un grand projet de conversion de la charge d'alimentation à sa raffinerie d'Edmonton, lequel incluait le raccordement de l'équipement de désulfuration (rapport trimestriel, p. 7). Petro-Canada prévoit une autre révision majeure à sa raffinerie de Montréal, au cours du quatrième trimestre. Suncor a

---

12 Valero, société mère d'Ultramar qui est l'une des plus grandes sociétés de raffinage au monde, combine l'information relative à Ultramar à celle qui se rapporte à une raffinerie relativement plus petite au New Jersey. Le calcul des taux d'utilisation, à l'aide des productions de ces raffineries et des capacités combinées déclarées, révèle des taux moyens de 86,6 % en 2002 et de 91,5 % en 2003 (données tirées du formulaire 10K [état vérifié des résultats financiers de la société, aux États-Unis] soumis par Valero en 2003).

dû effectuer des travaux d'entretien tant prévus qu'imprévus, ce qui explique pourquoi la société, qui avait réalisé des profits de 12 millions de dollars en amont de la rampe ou à la raffinerie, durant le deuxième trimestre de 2003, a affiché des pertes de 3 millions de dollars durant le deuxième trimestre de 2004. Tout soupçon d'une coordination des arrêts de production peut être dissipé par deux constatations : premièrement, ces arrêts n'ont pas eu le même effet pour toutes les sociétés qui ont enregistré des variations en pourcentage différentes, et, deuxièmement, les sociétés ont accru leur production par la suite.

En 2004, chacune des trois sociétés nationales a réalisé des ventes totales de produits pétroliers égales ou supérieures à celles des premier et deuxième trimestres de 2003. Globalement, les ventes représentaient une hausse de 1,5 % au premier trimestre et de 4,4 % au deuxième trimestre. Cependant, les ventes d'essence ont fléchi de 1,7 % au premier trimestre et de 2 % au deuxième, par rapport aux pourcentages correspondants en2003. La plus forte baisse a été enregistrée par Petro-Canada. Shell a affiché une faible hausse au premier trimestre qui a été neutralisée par des pertes au deuxième, tandis que l'Impériale a subi des pertes durant les deux trimestres. Suncor a affiché un recul de 4,6 % durant le premier trimestre, mais les ventes au deuxième trimestre se sont maintenues au niveau de celles du même trimestre en 2003. Les données pour les quatre sociétés laissent supposer que les sociétés elles-mêmes et les grossistes qu'elles approvisionnent ont fortement rivalisé pour accroître leurs parts de marché.

Aux États-Unis, une hausse considérable de la demande par rapport à la réaction de l'offre est considérée comme étant une source importante de la volatilité des prix de l'essence. Étant donné la grandeur relative des États-Unis et du Canada, et de la proximité habituelle des marchés de gros des deux pays, le cours de la demande au Canada par rapport à la capacité ne joue pas le même rôle qu'aux États-Unis, étant donné qu'il y a peu de marge de manœuvre pour les prix de suivre un autre cours. Chose certaine, le cours de la demande au Canada lors de la première moitié de l'année est incertain. [13]

Économies d'échelle, autres obstacles à l'entrée et concentration Il est admis depuis longtemps que d'importantes économies d'échelle peuvent être réalisées dans le raffinage du pétrole.[14] Dans l'analyse la plus récente de la question, il est conclu que l'échelle minimale

---

[13] Les données de Statistique Canada montre une augmentation de 3 % pour le premier trimestre et 1,9 % pour le second par rapport à 2003. Ceci est en comparaison avec les résultats publiés par les quatre sociétés pour lesquelles les résultats sont discutés dans le présent texte et il n'existe aucune raison de croire que ces résultats ne sont pas représentatifs de l'industrie.

14 Le fléchissement des coûts unitaires s'explique Regina (Saskatchewan) par la relation entre la dimension et le volume d'un contenant quelconque. Lorsque la superficie est doublée, l'accroissement du volume est encore plus grand. Les coûts sont liés à la superficie d'un contenant et le volume de ce dernier représente la capacité. Cela explique aussi les économies d'échelle associées aux pipelines et aux réservoirs. Des études de la relation entre le coût et la capacité de l'équipement utilisé dans un certain nombre de procédés industriels ont montré l'existence d'économies d'échelle variables (C.H. Chilton, éd. *Cost Engineering in the Process Industries*, New York, 1960).

efficace dans la raffinerie proprement dite se situe entre 24 000 et 32 000 m^3/j.[15] Toutefois, selon une étude antérieure fondée sur des entrevues, il est ressorti que les coûts unitaires peuvent continuer de fléchir, dans la plus grande des usines modernes ayant fortement agrandi ses installations et acquis une grande expérience de l'exploitation.[16] En outre, le fléchissement du coût unitaire associé à l'échelle a été jugé tout aussi important sur le plan de l'infrastructure à l'extérieur de l'usine (routes, jetées, etc.).[17] Quoi qu'il en soit, il n'y a nul doute qu'il s'est produit une réorientation vers les raffineries plus grandes et que, lorsqu'il existe des moyens de transport peu coûteux permettant de desservir de vastes marchés, comme c'est le cas dans les États du Texas et de la Louisiane, de gigantesques raffineries dépassant largement l'échelle minimale efficace ont été construites.

Tableau 1
Raffinage au Canada (en milliers de mètres cubes par jour – 1 000 m^3/j)

North Atlantic Refining	Come-by-Chance (Terre-Neuve)	16,7
Impériale	Dartmouth (Nouvelle-Écosse)	13,0
Irving	Saint John (Nouveau-Brunswisk)	39,7
Ultramar (Valero)	Saint-Romuald (Québec)	34,0
Shell Canada	Montréal (Québec)	19,4
Petro-Canada	Montréal (Québec)	16,7
Impériale	Nanticoke (Ontario)	17,8
Petro-Canada	Oakville (Ontario)	13,2
Impériale	Sarnia (Ontario)	19,2
Shell Canada	Sarnia (Ontario)	11,4
Suncor	Sarnia (Ontario)	11,1
Consumers' Coop	Regina (Saskatchewan)	10,1
Petro-Canada	Edmonton (Alberta)	19,9
Impériale	Edmonton (Alberta)	29
Shell Canada	Edmonton (Alberta)	18,2
Chevron	Vancouver (Colombie-Britannique)	8,3
Husky	Prince George (Colombie-Britannique)	1,6

15 Federal Trade Commission, Bureau of Economics, *The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement*, Washington, 2004, p. 179.

16 Dans la même étude, il est conclu que l'échelle minimale efficace est dépassée au-delà de l'estimation fournie dans le texte. Scherer, F.M. et coll. *The Economics of Multi-Plant Operation*, Cambridge, Harvard University Press, 1975, p. 79 et 80.

17 Pratten, C., et R. M. Dean. *The Economies of Large Scale Production in British Industry*, « Oil Refining », Cambridge University Press, 1965, p. 92.

Sources : Rapports annuels de sociétés et Ressources naturelles Canada.

Les économies d'échelle et la taille relativement petite du marché au Canada ont pour conséquence une forte concentration dans toutes les régions. Il y a une seule raffinerie à Terre-Neuve et deux dans les Maritimes, tandis qu'au Québec et en Ontario sont situées cinq sociétés au total, soit les trois sociétés nationales ainsi que Suncor et Ultramar. Dans l'Ouest, les trois sociétés nationales possèdent la plus grande part de la capacité des trois raffineries d'Edmonton; à Regina, il y a une raffinerie indépendante, et, en Colombie-Britannique, on trouve les sociétés Chevron et Husky. Même si les mouvements de produits entre les régions et les ententes d'échange atténuent vraisemblablement la concentration mesurée par les ventes, la concentration, mesurée en fonction de n'importe quel critère habituel, reste élevée.

Il y a d'énormes obstacles à l'entrée dans le secteur du raffinage. Il y a les économies d'échelle, et les coûts irrécupérables que représentent les capitaux qu'il faut investir dans les raffineries. En outre, il faut obtenir l'approbation des organismes de réglementation attestant le respect de toutes les prescriptions visant la protection de l'environnement, ce qui peut retarder la construction d'une raffinerie, pour un certain temps à tout le moins. Des observateurs aux États-Unis doutent beaucoup qu'il soit possible de surmonter les obstacles découlant de la réglementation. Enfin, comme le coût actuel du pétrole brut est très élevé, la difficulté de prévoir la demande entraîne un grand risque. Durant les années 1970 et 1980, le coût élevé de l'énergie a occasionné à une diminution des ventes en conséquence de l'introduction et de l'adoption de véhicules et de machines ayant un meilleur rendement énergétique et d'autres moyens d'économiser l'énergie, de sorte que la capacité de raffinage est devenue fortement excédentaire.

Pour interpréter la distribution des usines existantes en fonction de leur taille, il faut garder à l'esprit que l'échelle minimale efficace a été estimée en fonction d'usines nouvellement construites. Cependant, les usines existantes ont été agrandies au fil des ans, et il peut y avoir recoupement des unités d'exploitation. La raffinerie de Petro-Canada à Oakville, qui a deux tours de distillation, offre un bon exemple. Dans cette usine, il y a effectivement deux unités de raffinage de taille plus petite que celle de la raffinerie telle qu'elle est indiquée par la capacité de distillation totale. De plus, dans cette raffinerie, certains coûts unitaires plus élevés, associés à des unités de petite taille, sont essentiellement éliminés. Bien que les coûts unitaires associés à une usine, à l'équipement, aux systèmes de contrôle et aux ouvrages extérieurs fléchissent en fonction de la taille, la principale préoccupation, une fois la petite usine construite, est de couvrir les coûts permanents. Il n'est donc pas rare que des usines de tailles différentes coexistent sur un même marché. Avec le temps, toutefois, les petites usines disparaissent généralement, à moins qu'elles ne soient situées dans un emplacement avantageux leur donnant accès à du pétrole brut moins coûteux ou leur offrant des marchés auxquels leurs concurrents n'ont pas facilement accès.

Bien qu'il n'y ait pas, au Canada, les très grandes raffineries qui existent aux États-Unis et ailleurs dans le monde, la distribution des raffineries selon la taille au Canada est relativement efficiente, dans l'ensemble. Les raffineries dont la taille correspond à l'échelle minimale efficace estimée représentent un peu plus du tiers de la capacité totale, et dix (59 %) des dix-sept

raffineries ont une capacité de plus de 16 000 m^3/j, comparativement aux États-Unis où 42 % des raffineries ont une telle capacité.[18]

Sociétés et changements récents dans l'industrie Les prescriptions environnementales de plus en plus rigoureuses, notamment en ce qui concerne la teneur en soufre acceptable de l'essence et du carburant pour diesel, a obligé les sociétés à investir dans du matériel supplémentaire. La fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville coïncidera avec l'entrée en vigueur d'une norme plus rigoureuse concernant la teneur en soufre de l'essence, en janvier 2005. Une norme encore plus rigoureuse régissant la teneur en soufre du carburant pour diesel entrera en vigueur en juin 2006.[19] Suncor et Shell, qui exploitent deux des plus petites raffineries, ont conclu un accord de transformation d'une durée de vingt ans qui leur permettra d'investir dans une unité d'hydrotraitement en vue de respecter la norme relative à la teneur en soufre du carburant pour diesel. Suncor construira l'unité dont le coût estimé est de 300 millions de dollars.[20] Ce projet fournit un exemple d'économie d'échelle parce qu'avant de conclure cet accord avec Shell, la société Suncor aurait eu à dépenser à elle seule 225 millions de dollars pour se conformer à la norme.[21]

Pourtant, Husky investira 73 millions de dollars dans sa petite raffinerie de Prince George, pour respecter les prescriptions plus rigoureuses visant la teneur de soufre de l'essence et du carburant pour diesel.[22] Comment la société Husky peut-elle se permettre de faire cet investissement, tandis que la raffinerie d'Oakville doit fermer ses portes? Pour la même raison que celle qui a été fournie précédemment pour expliquer l'existence et la survie de la raffinerie : elle a accès à un approvisionnement (vraisemblablement moins coûteux et relativement rapproché) de pétrole brut.[23]

---

18 Étude de la Federal Trade Commission, p. 7.

19 Dans son témoignage à l'appui de la demande de Pipelines Trans-Nord Inc. visant l'inversion du sens de l'écoulement, dont il sera question plus loin, Petro-Canada a laissé entendre qu'il serait moins coûteux de s'approvisionner auprès d'autres sources que de moderniser la raffinerie d'Oakville (Office national de l'énergie. *Motifs de décision*, p. 4). De même, la Federal Trade Commission signale que deux raffineries de la taille de celle d'Oakville ont été fermées en 2001 et en 2202, parce qu'il aurait été trop coûteux de faire le nécessaire pour respecter les prescriptions visant l'essence (*Op. cit.*, p. 182).

20 Le coût de construction d'une unité d'hydrotraitement est plus élevé qu'il ne le serait si l'unité devait servir uniquement à la production de carburant pour diesel, étant donné que cette unité servira également à réduire les émissions de dioxyde de soufre des raffineries.

21 *Op. cit.*, p. 4.

22 L'investissement augmenterait aussi de 10 % la capacité nominale de la raffinerie.

23 La raffinerie, qui se trouve à 778 kilomètres de Vancouver, est située dans un lieu plutôt éloigné, ce qui donne à penser qu'elle est quelque peu à l'abri de la concurrence de raffineries lointaines. Cependant, Husky exploite des points de vente au détail dans des régions étendues de l'Ouest canadien. Ces points de vente sont approvisionnés dans le cadre d'échanges de produits

La fermeture de la raffinerie d'Oakville coïncidera avec l'inversion du sens de l'écoulement par Pipelines Trans-Nord pour que le produit s'écoule d'est en ouest plutôt que d'ouest en est entre Farran's Point (près de Cornwall) et Toronto. L'écoulement doit être inversé pour permettre à Petro-Canada de remplacer la production perdue, par la production accrue à sa raffinerie de Montréal ainsi que par des achats auprès de raffineurs canadiens et par des importations. Les points situés à l'est de Cornwall s'approvisionnaient auprès des raffineries en Ontario qui pouvaient aussi alimenter Ottawa par un doublement reliant Farran's Point et Ottawa. Toutefois, l'utilisation de la capacité de la canalisation vers Farran's Point ne dépassait pas 20 % et l'approvisionnement d'Ottawa était surtout assuré depuis Montréal par le tronçon d'est en ouest du pipeline vers Farran's Point. L'accroissement de la capacité et l'inversion du sens de l'écoulement permettront de fournir jusqu'à 11 500 m^3/j de plus aux points en Ontario situés à l'ouest de Farran's Point, comparativement au volume de 9 800 m^3/j de produits légers que produisait la raffinerie d'Oakville. Toutefois, Petro-Canada et Ultramar, les deux principaux partisans du projet, ont obtenu la priorité d'accès, avec expédition obligatoire, à 9 100 m^3/j (soit 7 280 m^3/j pour Petro-Canada et 1 820 m^3/j pour Ultramar), entre Montréal et Toronto. Petro-Canada a soutenu devant l'Office national de l'énergie (ONE) qu'il faudrait ajouter 2 000 m^3/j aux quelque 4 000 à 5 000 m^3/j actuellement échangés entre les raffineries de l'Ontario et du Québec, pour répondre aux besoins des raffineurs approvisionnant des points à mi-parcours entre Toronto et Farran's Point. Les ententes d'échange devaient entraîner le transfert de produits aux raffineurs de Montréal en vue de l'acheminement à des points tels que Belleville et Kingston, en contrepartie des produits fournis à Toronto.

Petro-Canada projetait de remplacer la production de la raffinerie d'Oakville en accroissant la capacité de sa raffinerie de Montréal par la décongestion de certains procédés et par l'achat d'approvisionnements importés et canadiens. La société prévoyait également accroître la capacité terminale à Oakville. Toutefois, ces mesures auront pour effet global de réduire la capacité au pays, et les approvisionnements obtenus par Petro-Canada auprès de raffineries canadiennes entraîneront un resserrement de l'offre au pays pour les détaillants indépendants.

L'inversion du sens de l'écoulement aura notamment pour conséquence l'accroissement de la présence d'Ultramar en Ontario. Comme le montre le tableau 1, Ultramar exploite la plus grande raffinerie dont la production est principalement destinée au marché canadien. En outre, la société prévoyait accroître la capacité davantage pour la porter à 35 771 m^3/j en janvier 2005 (ONE. *Motifs de décisions*, p. 6). Cet accroissement de la capacité, qui devait s'inscrire dans l'investissement visant à respecter les prescriptions relatives à la diminution de la teneur en soufre de l'essence, donnera lieu à une augmentation de l'offre de ce produit. Ultramar cherche depuis longtemps à accroître sa présence limitée en Ontario. Ultramar approvisionne les marchés locaux au sud et à l'ouest de la ville de Québec par train-bloc vers Montréal. En septembre 2002, la société a inauguré, à Maitland en Ontario, un terminal qu'elle a acheté et modernisé. Cette modernisation comportait l'installation de rails pour accueillir un train-bloc. Le terminal de

---

avec d'autres raffineurs ayant des points de vente dans la région de Prince George. Les ententes d'échange sont étudiées plus loin.

Maitland doit servir de point de transit pour l'approvisionnement de l'Est de l'Ontario et de certaines zones de la Nouvelle-Angleterre (Communiqué de presse d'Ultramar, le 19 septembre 2002). La capacité des rampes de chargement des camions-citernes est de 3 023 m^3/j. Cette capacité, la capacité que la société a réservée auprès de Pipelines Trans-Nord dans le cadre d'une entente d'expédition obligatoire, toute capacité supplémentaire à laquelle la société a accès grâce à une mise en commun avec d'autres expéditeurs et toute entente d'échange que la société peut conclure pour obtenir plus de produits en Ontario permettront à Ultramar d'acquérir une présence nettement plus grande qu'elle n'a pu obtenir jusqu'à maintenant en Ontario. Les mesures prises par Petro-Canada et Ultramar ont pour effet de rapprocher davantage Montréal et Toronto et les points intermédiaires.

Ce résumé de la structure du raffinage ne tient pas compte des importations par navire sur les côtes est et ouest ainsi qu'en Ontario et au Québec, qu'elles soient directes ou acheminées par Pipelines Trans-Nord. Toutefois, il y a peu d'exploitants indépendants de terminaux. Les possibilités de ventes relativement limitées de ces exploitants accroissent le risque habituel, pour eux, des importations par navire. Cependant, de nombreux indépendants sont situés assez près de terminaux américains pour s'y approvisionner par camion si l'écart de prix est suffisant pour couvrir le coût de transport. Le rôle des importations est examiné dans l'analyse des prix de gros.

De façon générale, la vente en gros s'opère à l'échelle régionale et la vente au détail, à l'échelle locale, mais il y a lieu de donner un aperçu de la position relative des trois sociétés nationales, à l'échelle du Canada, étant donné que les provinces de l'Atlantique sont la seule région dans laquelle elles n'ont pas toutes de grandes activités de raffinage. L'Impériale est de loin le plus important raffineur au Canada, la société détenant au moins 26 % de la capacité totale de raffinage. En 2003, elle avait une capacité de 79 000 m^3/j et ses ventes nettes de produits raffinés représentaient un volume de 70 400 m^3/j. L'actuelle capacité de Petro-Canada, de 49 800 m^3/j, est nettement inférieure au volume des ventes de 56 800 m^3/j. La société, dont la capacité est particulièrement faible au Québec et en Ontario, comble la différence par des achats. Par conséquent, contrairement à l'Impériale, Petro-Canada joue un rôle relativement mineur sur le marché de gros, surtout dans l'Est du Canada. Après la fermeture de la raffinerie d'Oakville, la capacité totale de Petro-Canada tombera à 40 600 m^3/j, si la décongestion des procédés entraîne l'ajout de 4 000 m^3/j à la capacité de la raffinerie de Montréal. En 2003, Shell, dont la capacité raffinage est de 49 000 m^3/j, a réalisé des ventes correspondant à 45 700 m^3/j. Au cours des huit dernières années, les ventes de l'Impériale et de Shell ont été plutôt atones, celle de Shell étant passées de 43 500 m^3/j en 1996 à 45 400 m^3/j en2000, et celles de l'Impériale, de 72 400 m^3/j en 1995 à 75 700 m^3/j en 1999. Les résultats affichés par Shell et par l'Impériale contrastent fortement avec ceux de Petro-Canada qui a vendu des volumes de 41 550 m^3/j et 51 200 m^3/j durant les années correspondantes, de sorte que ces ventes se sont accrues d'environ 37 % entre 1995 et 2003. Ces chiffres montrent que les entreprises nationales visent des objectifs différents. La comparaison des efforts déployés par les trois sociétés pour accroître les ventes par détaillant révéleront aussi des divergences.

Irving et North Atlantic Refining sont les principales raffineries exportatrices au Canada. En 2003, elles étaient à l'origine de 79 % des exportations canadiennes totales de produits pétroliers raffinés, dont l'essence et le carburant pour diesel constituaient 85,5 %. Exprimée en fonction de la production quotidienne, ces exportations correspondaient à 93 % de la capacité de la raffinerie

de Come-by-Chance et 74 % de la raffinerie de la société Irving.[24] La part de la capacité affectée au raffinage de produits pour le marché intérieur porte à sous-estimer l'influence de la société Irving sur le plan de la concurrence; en effet, Irving peut détourner les produits destinés à l'exportation vers le marché intérieur, si cela devient rentable, ce qui aurait pour effet de rapprocher les prix de gros sur la côte est au Canada et aux États-Unis. La société North Atlantic Refining est dans une situation unique, puisque les prix sont réglementés à Terre-Neuve.

La capacité de distillation actuelle de la société Irving a été atteinte en 1974. Toutefois, un investissement de plus de un milliard de dollars pour l'acquisition d'équipement de transformation, en 1999, a permis à la société de modifier la composition de sa production. La modernisation réorientera la production depuis les mazouts lourds, comme les soutes, vers les carburants plus légers, comme le carburant pour diesel à basse teneur en soufre et l'essence de marque Supreme d'Irving. La capacité de produire un plus grand volume de produits plus légers et plus propres se fait sentir dans les exportations qui se sont accrues de 57 % entre 1999 et 2003[25] (ONE, annexes, rapports annuels). Il est également vraisemblable que les répercussions ont été plus grandes au Canada, dans les Maritimes où la concurrence est plus vive. Cet aspect est étudié plus loin, dans l'analyse des prix de gros à Saint John et à Halifax.

Les deux autres raffineurs régionaux sont les sociétés Chevron, à Vancouver, et Consumers' Coop, à Regina. La raffinerie de Chevron est de type classique et il n'y a rien de particulier à ajouter à son sujet. La raffinerie de Consumers' Coop, elle, est singulière. Elle est établie dans une région où le pétrole est lourd, c'est-à-dire trop visqueux pour permettre sa transformation dans une tour de distillation. La province de la Saskatchewan et Consumers' Coop sont conjointement propriétaires d'une usine de valorisation qui approvisionne la raffinerie en pétrole synthétique. La capacité de la raffinerie a récemment été portée à 3 182 m^3/j, afin de fournir du pétrole synthétique à la raffinerie de Suncor, dans le cadre d'une entente à long terme. Selon la liste des équipements tirée du sondage effectué par la revue *Oil and Gas Journal* et mentionné précédemment, la raffinerie est moderne et elle produit une gamme complète de produits.[26]

---

24 Il s'agit évidemment d'estimations et celles-ci sont quelque peu surévaluées parce que les données de l'ONE sur les exportations totales ne tiennent pas compte « du propane, du butane, des lubrifiants, des graisses, de l'asphalte, des produits pétrochimiques, etc. » (ONE, *Annexes, Rapport annuel 2003*, annexe B).

25 Ces données sont quelque peu paradoxales. Dans un article du *Globe and Mail* paru le 6 septembre 2004 dans le cahier B5 et intitulé « Canadian Gasoline Flows South to Thirsty U.S. Market », l'auteur traite de la forte croissance des exportations aux États-Unis entre 1999 et 2004. Selon cet article, la capacité de raffinage n'a guère varié durant la période, ce qui signifie qu'une part grandissante de la production d'essence au Canada est expédiée aux États-Unis alors que les prix à la pompe augmentent. En fait, la société Irving surtout et la société North Atlantic Refining sont à l'origine de 85 % de la hausse des exportations totales de produits. L'auteur de l'article a fait erreur parce qu'il s'est fondé uniquement sur la capacité de distillation et sur des données américaines qui ne précisent pas les sociétés exportant des produits aux États-Unis.

26 Par contraste, la raffinerie de Husky Energy à Lloydminster, qui ne figure pas au tableau 1, produit principalement de l'asphalte.

ÉCHANGES DE PRODUITS[27] ET ENTENTES DE MOUVEMENT DES STOCKS AUX TERMINAUX

Comme les raffineries, les terminaux sont dotés de rampes pour le chargement des camions-citernes des raffineurs ou des grossistes, en vue de la livraison aux détaillants, dans le cas de l'essence et du carburant pour diesel, et aux maisons ou aux établissements commerciaux, dans le cas du mazout. Comme leur nom l'indique, les terminaux sont habituellement reliés à un important mode de transport, généralement un pipeline et parfois un chemin de fer. Dans les provinces de l'Atlantique, le navire est le principal mode de transport. Selon Ressources naturelles Canada, les vingt dernières années ont été marquées par une grande rationalisation, au point tel que, dans certains endroits, un seul terminal approvisionne nombre de fournisseurs.[28] Il y a également eu de nombreuses fermetures de terminaux aux États-Unis, leur nombre total étant tombé de 2 293 en 1982 à 1 225 en 1997.[29] Dans les deux pays, les fermetures ont pu être réalisées en raison d'ententes conclues entre les raffineries en vue du partage des installations.

Comme nous l'avons vu dans l'analyse de l'inversion du sens de l'écoulement effectué par Pipelines Trans-Nord, les raffineurs qui concluent des ententes d'échange de produits peuvent desservir un grand territoire sans devoir nécessairement supporter le coût de transport depuis leurs raffineries. Cependant, comme les marchés ne sont pas situés à une même distance d'une raffinerie, une prime d'éloignement doit souvent être versée. Par exemple, il faudrait verser une prime d'éloignement pour les produits fournis à Rimouski, comparativement aux produits fournis à Toronto. Les ententes d'échange de produits et de services de terminaux permettent souvent aux fournisseurs de vendre leurs produits sur un plus grand marché qu'ils ne pourraient se le permettre; du moins, les ententes leur permettent certainement de le faire à moindre coût. Les ententes favorisent la concentration de la capacité de raffinage et elles concourent donc à la construction de raffineries plus grandes.

Un autre type d'ententes vise les services de terminaux. Les contrats de services de terminaux peuvent prendre plusieurs formes. Parfois, les utilisateurs paient simplement pour les services en fonction du volume stocké et de la durée de stockage. Souvent, cependant, les ententes prévoient des mouvements en volumes égaux durant une période donnée, de sorte qu'aucune des parties n'a à faire de paiement. Parfois aussi, un terminal est exploité conjointement par les parties à l'entente. Ces différentes ententes de partage de terminaux entre des fournisseurs permettent d'éviter le double emploi. Lorsque les installations existent (comme c'est généralement le cas au Canada et aux États-Unis), les principales économies réalisées sont les dépenses liées à l'exploitation, incluant les dépenses pour l'entretien. Les raffineurs réalisent aussi des économies

---

27 L'expression « échange de produits » utilisée ici est une formule abrégée servant à désigner les ententes d'achat et/ou de vente que concluent généralement les sociétés et dont l'effet est celui d'échanges étant donné qu'il y a équilibre des quantités achetées et vendues.

28 Overview of the Canadian Downstream Petroleum Industry, février 2004.

29 U.S. Census Bureau, cité dans Federal Trade Commission. *The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement*, FTC Staff Study, août 2004, p. 237.

du fait qu'ils n'ont pas à stocker des volumes aussi importants en raison du mouvement plus rapide des stocks.[30]

Parenthèse importante, l'instabilité des prix aux États-Unis a été attribuée en partie au fait que les raffineurs ont appris à fonctionner avec des stocks moins grands. Les stocks réduits offrent une moins bonne protection contre les hausses imprévues de la demande ou les diminutions non anticipées de l'offre. À mon avis, la diminution des stocks est partiellement liée à la fermeture de terminaux en conséquence des ententes de partage des terminaux. Si cette interprétation est juste, cette diminution des stocks représente un coût caché des ententes qui ne semble pas être reconnu.[31] Cette question a moins d'incidence au Canada où le marché est plus petit qu'aux États-Unis, parce qu'il est relativement plus facile de remédier à l'insuffisance de l'offre par le recours à l'importation.

Comme les terminaux établis dans une région appartiennent souvent au raffineur situé le plus près d'eux, ils sont parfois un élément nécessaire à la conclusion d'une entente d'échange de produits. Les installations de mélange aux terminaux permettent à chaque distributeur, s'il y a lieu, d'incorporer les additifs à l'essence fournie par les raffineurs aux terminaux. Certes, les ententes d'échange de produits et de services de terminaux ne répondent pas à tous les besoins, comme l'a révélé l'analyse du terminal d'Ultramar à Maitland qui est approvisionné par train.

Bien que les ententes en question aient généralement pour effet d'abaisser les coûts et d'accroître la concurrence, il y a lieu d'examiner de plus près le fait que des concurrents se réunissent pour étudier une question quelle qu'elle soit. À tout le moins, les ententes fournissent aux raffineurs et à d'autres fournisseurs l'occasion de se rencontrer pour étudier l'approvisionnement. Il y a donc lieu de tenter de déterminer si les réunions peuvent offrir l'occasion d'agissements illicites ou autrement anticoncurrentiels. Suivant les dispositions de la Loi sur la concurrence visant les complots, commet un acte criminel quiconque conclut avec une autre personne un accord ou un arrangement de fixation des prix ou de partage du marché ayant pour effet d'empêcher ou de réduire indûment la concurrence dans la vente ou la fourniture d'un produit. En ce qui concerne la possibilité d'accord sur la fixation des prix, il faut dire que les ententes visant les installations ou l'approvisionnement sont conclues périodiquement et à différents moments entre les parties, et que les variations de prix sont fréquentes et très rapides. Il est donc presque impossible pour des parties se réunissant périodiquement de conclure une entente sur les prix. Toutefois, on ne peut en dire autant de la possibilité d'ententes sur les écarts de prix. La possibilité qu'une

---

30 Shell. *Rapport annuel 2000*, p. 30. « La fermeture de deux terminaux de distribution à Belledune, au Nouveau-Brunswick, et à Lewisport, à Terre-Neuve, a permis de faire baisser les stocks de produits finis [...] ».

31 Le niveau des stocks est habituellement exprimé en fonction de l'écart entre le niveau moyen le plus élevé et le moins élevé au cours des cinq dernières années. Pour observer les effets de la fermeture de terminaux, toutefois, il faudrait suivre l'évolution du niveau des stocks par rapport aux ventes durant un certain nombre d'années. Logiquement, le rapport entre les stocks et les ventes devrait évoluer en fonction de la fermeture des terminaux, toutes autres choses étant égales par ailleurs.

réunion ayant pour but la négociation d'ententes d'échange de produits ou de partage d'installations offre l'occasion de convenir de quoi que ce soit est exclue par un fait important : il s'agit toujours d'ententes bilatérales. Si les sociétés devaient courir le risque de conclure une entente pouvant entraîner une amende ou un emprisonnement, il serait bien plus facile de procéder directement plutôt que par la voie compliquée d'une série d'ententes bilatérales. Donc, non seulement n'y a-t-il aucune preuve que les réunions sur l'approvisionnement sont l'occasion de fixer les prix, mais il serait contraire au bon sens de procéder de la sorte.

Qu'en est-il de la teneur des ententes? La réponse est différente selon que les ententes prévoient ou non la fermeture réciproque de terminaux. Seulement lorsqu'il y a fermeture est-il possible de limiter l'offre sur le marché. Supposons, par exemple, que deux sociétés aient chacune deux terminaux dans deux emplacements et que chacune convienne de fermer un terminal pour qu'il n'en reste qu'un seul dans chaque emplacement. S'il s'agit de terminaux dits « publics », c'est-à-dire accessibles à tous les intervenants sur le marché,[32] la fermeture aurait dont pour effet de réduire l'accès général à des terminaux. Outre les terminaux liés à des pipelines, il n'y a pas, à ma connaissance, de terminaux publics; les services de terminaux sont habituellement acquis par un échange de ces services. Il reste à examiner le volume que représentent les mouvements de produits dans les terminaux. Si elle lie seulement deux sociétés, l'entente sur les volumes peut être considérée comme un accord de partage de deux marchés dont les parts seraient déterminées par les flux de produits dans les deux terminaux. Toutefois, il s'agit d'un scénario limité et hypothétique visant à illustrer les conditions dans lesquelles un examen s'impose. En fait, le nombre de fournisseurs utilisant un terminal dépendra du nombre de distributeurs n'ayant pas leur propre terminal dans la région, et chacun devra négocier le mouvement d'un volume de produits correspondant à l'approvisionnement dont il a besoin. Par conséquent, il est très peu probable que les ententes de partage de terminaux aient des effets anticoncurrentiels qui neutralisent la réduction des coûts favorable à l'élargissement du marché desservi par des sociétés et à la concurrence.

INSTABILITÉ DES PRIX AUX ÉTATS-UNIS ET PERTINENCE DANS LE CADRE DU PRÉSENT EXAMEN

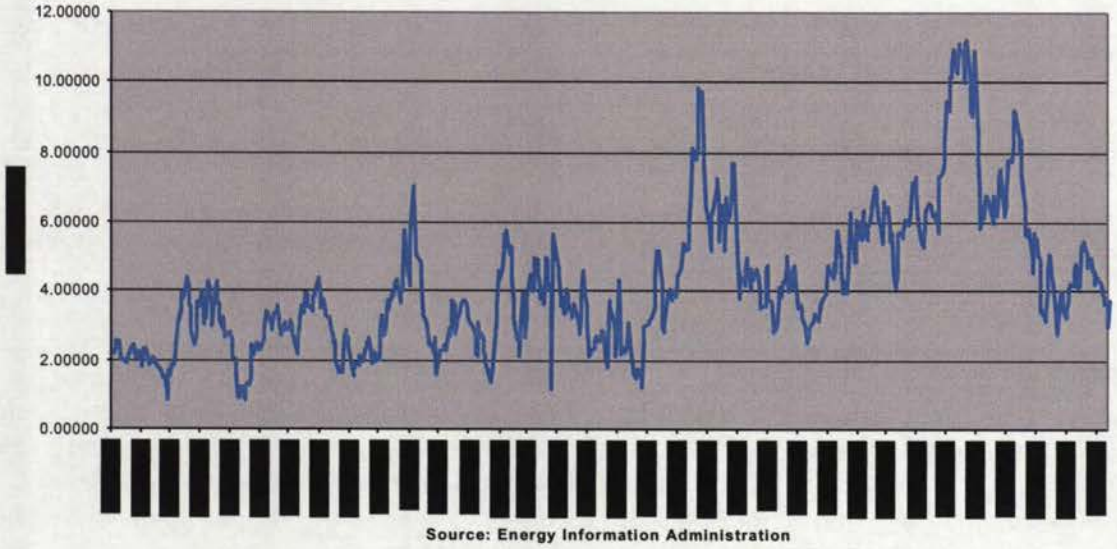
Pour bien comprendre l'évolution des prix de gros au Canada, il est utile, sans être absolument nécessaire, de comprendre le jeu des forces du marché aux États-Unis. Une façon de procéder consisterait simplement à utiliser les prix aux États-Unis et à chercher à déterminer si la hausse des prix au Canada résulte d'un accroissement de l'écart entre les prix au Canada et les prix aux États-Unis. S'il n'y a pas d'accroissement, il peut être conclu que la hausse des prix au Canada est la conséquence du maintien d'une relation de longue date qui n'a pas été jugée inadmissible dans le passé. Si la hausse des prix au Canada résulte en partie d'un accroissement de l'écart, il faudrait tenter de déterminer les raisons de la hausse et d'établir si elle est le résultat d'agissements anticoncurrentiels de la part des raffineurs canadiens. Toutefois, comme le raffinage au Canada est fortement déterminé par l'évolution du raffinage aux États-Unis, il

32 Federal Trade Commission. *The Petroleum Industry: Mergers, Structural Change, and Antitrust Enforcement*, p. 218.

convient d'examiner les forces qui influent sur les prix aux États-Unis. À tout le moins, cet examen peut fournir une indication de la vraisemblance de flambées des prix à l'avenir.

Deux éléments du prix sont à l'origine de la flambée des prix de gros aux États-Unis, à savoir l'augmentation des prix du pétrole brut et l'accroissement de l'écart entre le prix du brut et le prix de gros de l'essence. On a beaucoup traité des causes de l'augmentation des prix du brut, et il n'est guère utile de les analyser davantage même si elles fournissent la principale explication. Il y a lieu cependant de définir les raisons de l'augmentation des marges des raffineurs.

Graphique 1: Marge de raffinage, essence, New York



Avant de poursuivre l'analyse, il convient d'examiner l'importance de l'accroissement et ses répercussions. Le graphique 1 montre le prix du pétrole brut WTI (West Texas Intermediate) et le prix de l'essence sur le marché du disponible au port de New York. Depuis le début de 2003, la marge de raffinage moyenne (différence entre le coût du brut WTI et le prix de l'essence sur le marché du disponible) est de 4,75 cents le litre (toutes les données sont en dollars américains). Lors de la flambée d'août 2003, l'écart a atteint 9,65 cents le litre, puis il a fléchi en dents de scie durant le reste de l'année – flambée qui fut de courte durée. Toutefois, l'écart a commencé à s'accentuer en janvier et il a affiché des hausses variables en avril 2004, jusqu'à ce qu'il atteigne près de 10 cents le litre, montant où il a oscillé durant la majeure partie de mai. Contrairement à la flambée d'août 2003, l'écart est généralement resté supérieur à la moyenne jusqu'à la fin de juillet. Depuis, la tendance est inversée.

Dans une étude de la flambée des prix qui s'est amorcée en avril 2004 (la troisième en un peu plus d'un an), le phénomène a été attribué aux facteurs suivants liés au raffinage[33] :

33 Kumins, Lawrence, et Robert Bamberger. *Gasoline Price Surge Revisited: Crude Oil and Refinery Issues*, Congressional Research Service, le 8 avril 2004, p. 11-12.

- une capacité de raffinage insuffisante attribuable à l'absence de construction de nouvelles installations, ce qui oblige le pays à importer environ un million de barils par jour de charges à mélanger et d'essence produites dans des raffineries étrangères; des prescriptions de plus en plus difficiles à respecter concernant l'essence – dont l'interdiction d'utiliser du MTBE par plusieurs États (Californie, New York et Connecticut) – et les normes de 2004 visant la réduction de la teneur en soufre qui compliquent le raffinage et la distribution;
- la croissance constante de la demande d'essence, qui a augmenté de 500 000 barils par jour depuis 1999, ce qui explique presque entièrement la hausse de la consommation nationale de pétrole;

- la faiblesse des stocks d'essence qui, dès avril, correspondaient à une offre d'une durée de moins de deux jours à l'échelle du système;

- des stocks de pétrole brut inférieurs aux niveaux saisonniers habituels, qui avaient tout récemment augmenter après avoir été inférieurs aux niveaux opérationnels minimaux. Il n'existe guère de capacité de raffinage pour accroître la production d'essence et les stocks de brut peuvent être insuffisants (en raison des faibles réserves dans les raffineries) pour permettre ce faible accroissement.

Manifestement, la hausse soutenue des marges de raffinage n'était pas attribuable à un facteur unique. Cependant, ces facteurs peuvent être classés suivant un certain ordre d'importance. Le facteur le plus important et celui dont l'effet a été le plus durable a été celui de la capacité. Selon l'information fournie, le taux d'utilisation de la capacité était d'environ 95 % dans les raffineries, si bien qu'il y avait peu de marge de manœuvre pour affronter toute hausse imprévue de la demande ou toute diminution non anticipée de l'offre. Il est peu probable que ces conditions ne changent dans un avenir prévisible.

Comme nous l'avons vu précédemment, étant donné les obstacles habituellement énormes à l'entrée dans le raffinage, les prescriptions rigoureuses en matière de lutte contre la pollution et l'évolution incertaine de la demande future, il est très peu probable que la capacité de raffinage soit fortement accrue par la construction d'installations dans un avenir prévisible. Comme ce fut le cas durant une partie des années 1990 et depuis, l'augmentation de la capacité s'opérera fort probablement par la modification des raffineries existantes, ce qui signifie que les États-Unis – et surtout les états de la côte est formant le PADD 1 (Petroleum Administration Defense District ou district d'administration du pétrole) – resteront tributaires des importations pour compléter l'offre insuffisante. À ma connaissance, il n'y a pas d'étude sur la capacité excédentaire de production d'essence dans le bassin de l'Atlantique. Il est généralement reconnu qu'il se produit un remplacement progressif de l'essence par le carburant pour diesel, mais l'importance de la capacité d'exportation européenne n'est pas bien connue. Partant, il est difficile d'évaluer la protection que les importations peuvent offrir contre la pression à la hausse qui s'exercera sur les prix si la demande continue de croître. Quoi qu'il en soit, seule une souplesse suffisante du système national peut prévenir une flambée occasionnelle des prix.

En raison des faibles stocks d'essence[34] et de pétrole brut, l'offre n'a pu être rajustée en fonction de la demande accrue de manière à éviter une montée des prix. De l'avis de certains, la faiblesse des stocks d'essence et de pétrole brut était attribuable à la situation de déport sur le marché à terme, c'est-à-dire au fait que les prix à terme étaient inférieurs aux prix au comptant parce qu'on ne prévoyait généralement pas un maintien de ces prix. Cela devait avoir pour effet de limiter la capacité des raffineurs de se protéger contre une chute des prix. Pour cette raison, la capacité disponible n'a pas été utilisée afin d'accroître les stocks d'essence et les raffineurs n'étaient pas disposés à garder en réserve plus que des quantités minimales de pétrole brut. Quelle que soit la valeur de cette explication de la faiblesse des stocks, elle ne peut tenir qu'un certain temps parce qu'il y aura enfin un rajustement des attentes. Toutefois, de fortes variations des prix du brut pourraient rétablir les conditions dans lesquelles cette explication de la faiblesse des stocks de brut et de produits pourrait à nouveau être valable.[35]

L'existence de 18 types d'essence différents (excluant les différences attribuables à l'indice d'octane) est un autre facteur invoqué pour expliquer pourquoi l'offre pouvait difficilement être adaptée, parce qu'il en résulte une plus grande fragmentation sur le plan géographique. Bien qu'il ait souvent été question des préoccupations des législateurs à cet sujet, il semble peu probable que des mesures soient prises bientôt pour limiter les types d'essence.

Il se peut donc que les conditions ayant mené à l'augmentation des marges des raffineurs se maintiennent et qu'il y ait des périodes de flambée des prix de l'essence et d'autres produits raffinés. Si les prix du brut restent élevés, cependant, il se peut que les solutions au problème de la capacité de raffinage limitée se trouvent du côté de la demande.

PRIX DE GROS

Il y a différents prix de gros. Ceux qui s'éloignent le plus des prix de détail sont ceux qui sont établis là où de grandes quantités sont achetées et vendues. Ce sont les prix sur les bourses de marchandises où sont négociés des marchés à terme. Ce sont aussi les prix sur le marché du disponible établis dans des centres tels que New York, Chicago et Rotterdam où les acheteurs et les vendeurs de gros volumes fixent les cours. Comme il n'existe pas de bourses semblables au Canada, les raffineurs canadiens (et ceux des États-Unis) se fondent sur les prix établis sur ces marchés (ainsi que sur les prix du brut) pour connaître l'évolution vers les prix de gros du prochain niveau, qui est celui des produits vendus à la rampe aux raffineries ou aux terminaux.

Les prix à la rampe sont cotés ou fixés par les raffineurs (ou les autres vendeurs). Ces prix restent souvent en vigueur durant deux ou trois jours, mais ils peuvent varier plus fréquemment. Contrairement aux prix sur le marché du disponible ou aux cours à terme, les prix à la rampe au

---

34 Il s'agit des stocks exprimés en fonction des niveaux les plus élevés et des niveaux les moins élevés enregistrés au cours des dernières années. Le fait que des terminaux aient été fermés durant ces années est une condition structurelle incorporée dans ces niveaux.

35 La plupart des raffineurs ont beaucoup recours aux opérations de couverture, étant donné que de petites variations des prix peuvent avoir des répercussions ruineuses.

Canada sont rarement les mêmes que les prix de vente, étant donné que les achats sont généralement effectués dans le cadre de contrats prévoyant des remises sur les prix à la rampe, en fonction des volumes achetés sur des périodes données et de la solvabilité des acheteurs. Les acheteurs en gros assurent le transport depuis la rampe jusqu'aux détaillants et ils achètent habituellement de l'essence sans marque n'ayant pas les additifs ajoutés à l'essence vendue par les raffineurs. Aux États-Unis, il y a une série de prix à la rampe pour l'essence de marque, et la recherche de distributeurs et l'approvisionnement de ces derniers a été confiée à des revendeurs, contrairement au Canada où les raffineurs se chargent eux-mêmes de ces fonctions. Récemment, l'Impériale a conclu une entente de revente avec une entreprise ontarienne.

Enfin, il y a les prix de gros payés par les détaillants qui revendent l'essence sous leurs marques. À une raffinerie, ces prix de gros sont liés aux prix à la rampe, à moins que l'essence ne soit vendue à des prix inférieurs aux prix à la rampe par un détaillant qui appartient au raffineur et qui est situé à proximité d'un détaillant indépendant. Dans ces circonstances, les prix de gros sont rajustés. Certains autres raffineurs fixent le prix de gros en fonction des prix de détail en vigueur.

Relations entre les prix du disponible, sur le plan régional Comme le pétrole brut, les produits pétroliers sont des marchandises qui font l'objet d'un commerce international. Avec le temps, lorsque des rajustements sont effectués en fonction des régions, il se dégage des relations entre les prix. Durant une période de six années ayant commencé en 1998, les prix quotidiens moyens de l'essence ordinaire sur les marchés du disponible, en cents américains le gallon, étaient les suivants : Rotterdam – 71,02 cents; côte américaine du golfe du Mexique – 74,33 cents; New York – 75,54 cents; Chicago – 78,21 cents; Los Angeles – 85,94 cents. Le prix à New York ne peut dépasser longtemps le coût de transport depuis la côte américaine du golfe du Mexique, principale source d'approvisionnement, ou depuis Rotterdam, l'une des sources d'importation. Il y a une nette progression des prix d'est en ouest. Sur la côte ouest, il n'y a pas de sources proches pouvant remplacer la production régionale. Par conséquent, bien que le prix moyen à Singapour durant la période, de 69,02 cents le gallon, ait été inférieur à celui à Rotterdam, l'éloignement de Singapour par rapport à la côte ouest écarte la possibilité de pressions à la baisse sur les prix sur cette côte.

Les prix à la rampe au Canada affichent une progression qui est semblable à celle observée d'est en ouest aux États-Unis, bien qu'elle soit irrégulière. Il convient de traiter de plusieurs points soulevés par le tableau2 et par de l'information n'y figurant pas. Les données pour un certain nombre de centres n'ont pas été incluses dans le tableau pour en simplifier la présentation. À St. John's, le prix maximum, qui y est réglementé, dépasse de un cent le litre celui à Saint John, et il dépasse de plus d'un cent le litre le prix à Halifax. L'écart entre les prix de vente peut être encore plus important si la réglementation ne favorise pas la négociation de remises comme c'est le cas dans d'autres régions du pays.[36]

[36] Le prix de gros maximum et le prix de detail sont établis par «Island Petroleum Regulatory Commission» et «Appeals Commission and the Petroleum Products Pricing Commission», respectivement, à l'Ile du Prince Édouard et Terre-Neuve et Labrador. La dernière institution a été intégrée avec le «Public Utilities Board»

Le prix à Halifax est un peu moins élevé que celui à Saint John et les prix dans ces deux centres sont maintenant inférieurs au prix à Montréal. Comme le montre le tableau 2, la progression d'est en ouest ne se maintient pas durant toute la période, phénomène qui sera examiné plus à fond plus loin.

Les prix à Montréal et à Québec sont essentiellement identiques, ce qui porte à croire que Ultramar joue un rôle déterminant dans l'établissement des prix dans les deux centres. Il serait très étonnant que cette société ne soit pas responsable du prix fixé à Québec, où elle est le seul raffineur. Il est donc probable que les prix dans les deux centres soient établis par Ultramar au même moment.

À Toronto et à Sarnia, deux centres de raffinage reliés par pipeline, les prix sont aussi sensiblement les mêmes. Suivant le raisonnement tenu dans le cas de Montréal et de Québec, il est probable que le prix dans les deux centres sont fixés par l'Impériale, seule société à exploiter une raffinerie dans chacun des centres.

Enfin, comme nous le verrons plus loin, la progression d'est en ouest est interrompue dans la région entre Thunder Bay et Kamloops où le prix correspond à celui d'Edmonton plus une prime. Le prix à Thunder Bay et à tous les points à l'est d'Edmonton est donc plus élevé qu'à Edmonton même.

Tableau 2
Prix à la rampe dans certains centres au Canada

Période	Saint John	Montréal	Toronto	Edmonton	Vancouver
1998-2004	31,00	30,51	31,72	31,91	32,99
Janv.–mai 2004	42,47	42,87	43,49	43,47	43,92

Source : MJ Ervin and Associates

Prix dans l'Ouest canadien Edmonton est le centre de raffinage de l'Ouest canadien et les trois grandes sociétés pétrolières intégrées y exploitent chacune une raffinerie relativement grande. La seule raffinerie fournissant des produits multiples entre Sarnia et la côte est est celle de Consumers' Coop, à Regina. La production des raffineries d'Edmonton est acheminée vers l'est et vers le sud par un certain nombre de pipelines reliés à Calgary, à Regina, à Saskatoon et à Winnipeg. Les produits destinés à Thunder Bay y sont transportés par train depuis Winnipeg. Les centres de Kamloops et de Vancouver sont approvisionnés par un pipeline servant à transporter tant le pétrole brut que les produits raffinés. Le prix fixé à Edmonton, majoré de primes relativement stables selon le lieu, est le prix en vigueur dans cette vaste région qui s'étend de Kamloops, à l'ouest, à Thunder Bay, à l'est. Comme le montre la série de graphiques qui suit de deux à six, les écarts entre le prix à Edmonton et les prix à Calgary, à Regina et à Winnipeg ont

---

à la fin mai 2004. Étant donné les grandes distances à Terre-Neuve et Labrador, les prix maximum sont établis pour plusieurs zones géographiques.

été constants de façon générale, ou ils n'ont varié que quelque peu, comme l'écart de prix entre Calgary et Edmonton.

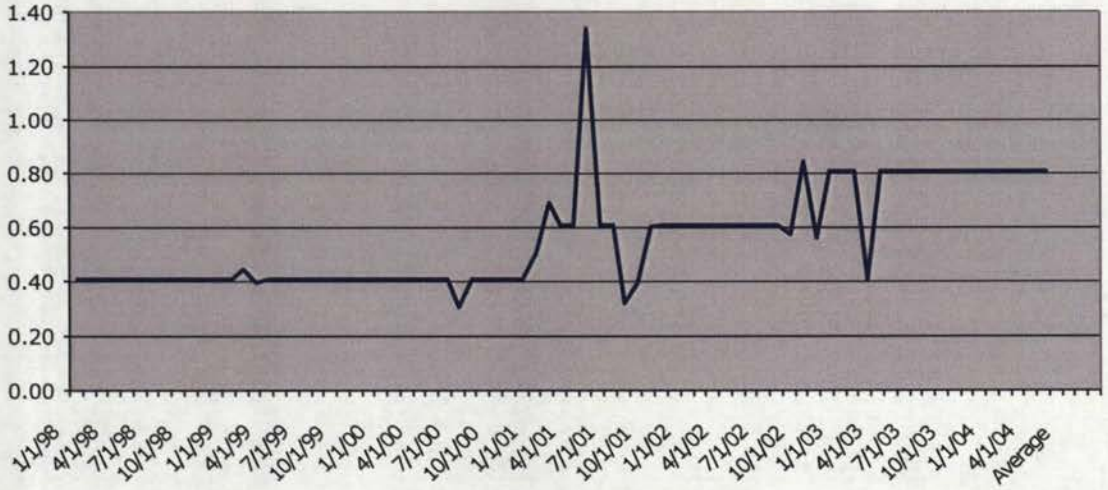
Outre quelques variations occasionnelles, les écarts entre les prix à la rampe à Edmonton et à Calgary ont été très stables. Au début de la période, l'écart était de 0,40 cent le litre.[36] Il est ensuite passé à 0,60 cent le litre et à 0,80 cent le litre. L'écart de prix entre Calgary et Edmonton est plus élevé que le coût de transport par pipeline de l'essence depuis Edmonton, lequel est actuellement de 0,45,5 cent le litre, soit nettement moins que l'écart de 0,80 cent le litre. Selon les renseignements obtenus, la capacité du pipeline est parfois pleinement utilisée et l'essence doit alors être transportée par camion, ce qui accroît le coût moyen. Il est difficile d'évaluer dans quelle mesure ce facteur explique la différence, mais il est peu probable que la stabilité de l'écart et les variations de ce dernier puissent être expliquées par un coût de transport stable. Plus vraisemblablement, il existe une importante action directrice en matière de prix. Les mêmes remarques peuvent s'appliquer aux écarts de prix entre d'autres centres. L'un des écarts les plus stables a été celui de 0,60 cent le litre entre Regina et Edmonton. Le coût de transport, qui s'élevait à environ 0,24 cents, le litre en 1998, est passé à environ 0,43 cent le litre en 2001 et 0,52 cent le litre en 2003. L'écart a manifestement été établi et maintenu indépendamment du coût du transport. L'écart de prix entre Winnipeg et Edmonton s'est maintenu plus ou moins à un dollar, montant qui concorde presque avec le coût de transport actuel, mais qui ne correspondait pas au coût antérieur.[37]

---

36 Parmi les variations les plus importantes sont celles qui se sont produites entre avril et octobre 2001, lorsque les prix mensuels moyens ont affiché plusieurs fortes fluctuations. Les prix mensuels moyens par litre à la rampe à Edmonton ont été de 36,53 cents, 42,8 cents, 41,72 cents, 33,37 cents, 40,33 cents, 45,08 cents et 30,63 cents respectivement. Tandis que les prix ont fortement augmenté entre avril et mai à Edmonton, ils se sont accrus davantage à Calgary, et il s'est produit l'effet inverse lors de la hausse des prix en août et en septembre. Ce qu'il faut noter au sujet de ces variations par rapport à la situation habituelle, c'est que sensiblement les mêmes variations ont pu être observées dans les écarts relativement constants entre les prix à Edmonton et les prix dans les autres centres durant les mêmes mois. Parallèlement, lorsqu'il y a eu une autre brusque variation de l'écart de prix entre Calgary et Edmonton, en mars 2003, les écarts de prix entre Edmonton et les autres centres ont subi des fluctuations semblables. Encore une fois, ces variations se sont produites en période d'instabilité attribuable à la fluctuation du prix du pétrole brut. Cependant, la récente flambée des prix du pétrole brut et la hausse parallèle des prix de gros n'ont pas donné lieu à des variations, semblables aux précédentes, des écarts de prix habituels.

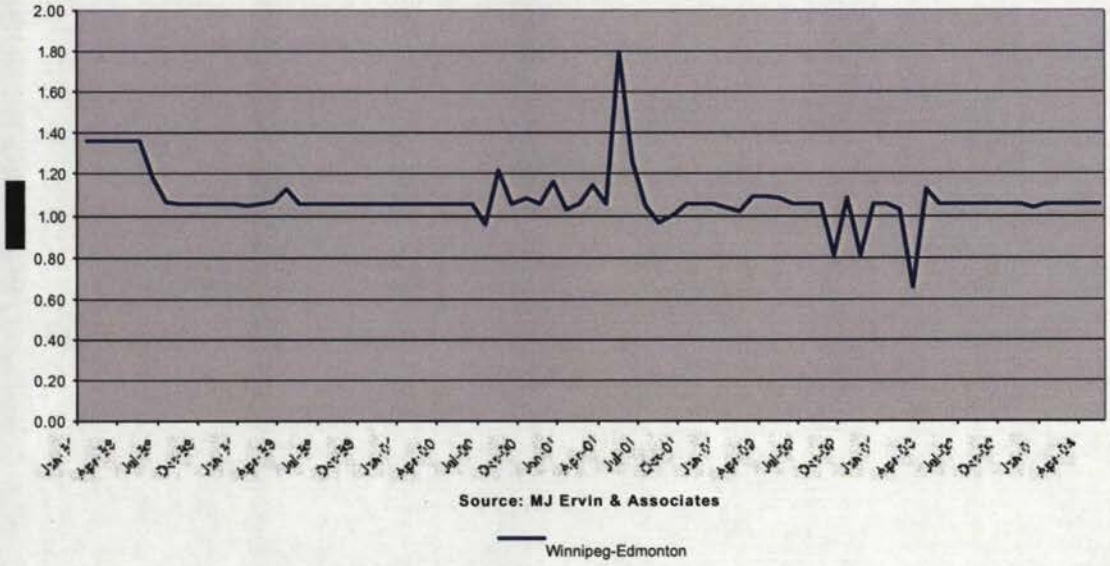
37 Le parcours est divisé en deux segments : d'Edmonton à Gretna (segment le plus long) et de Gretna à Winnipeg. Les prix pour le premier segment ont été plus faciles à obtenir étant donné qu'ils sont réglementés par l'ONE. Le prix, de 0,43 cent le litre en 1998, a atteint 0,75 cent le litre, en 2003. Je tiens à remercier M. Craig Rubie, de l'ONE, qui m'a aidé à obtenir les prix pour les années antérieures.

Graphique 2: Écarts de prix à la rampe, Calgary-Edmonton



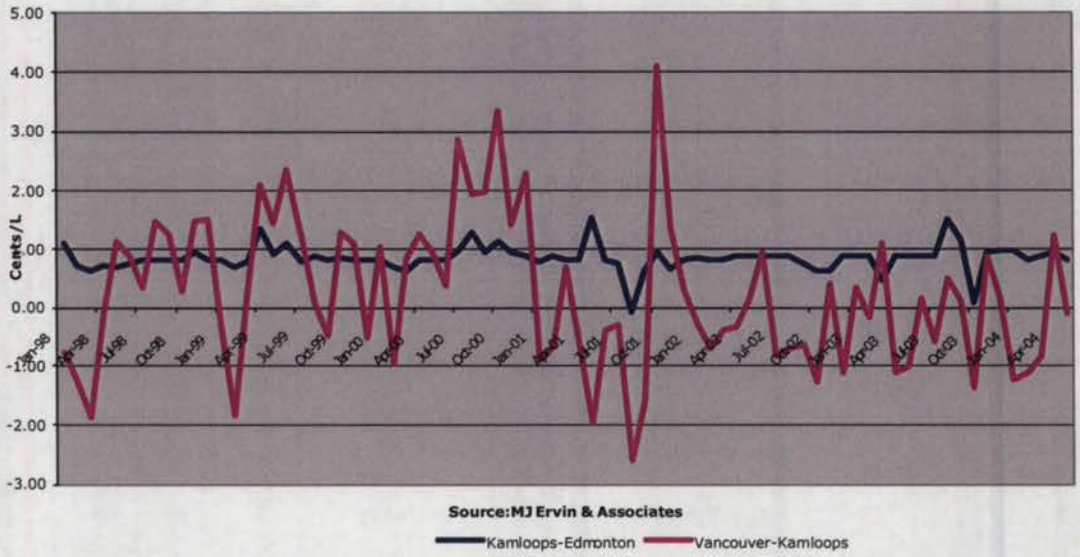
Source: MJ Ervin & Associates

Graphique 3: Écarts à la rampe: Winnipeg-Edmonton

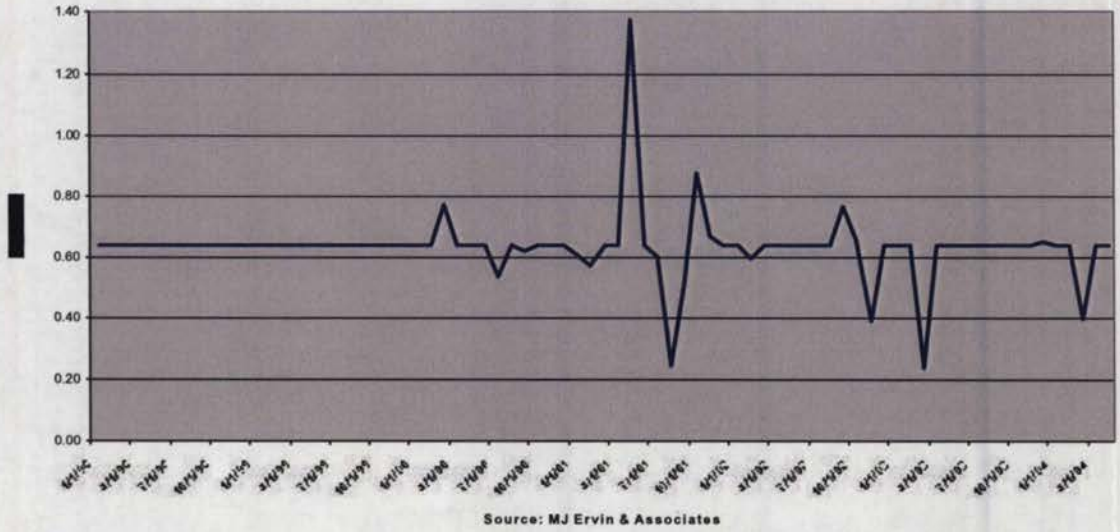


Source: MJ Ervin & Associates

Graphique 4: Écarts à la rampe: Kamloops-Edmonton,Vancouver-Kamloops



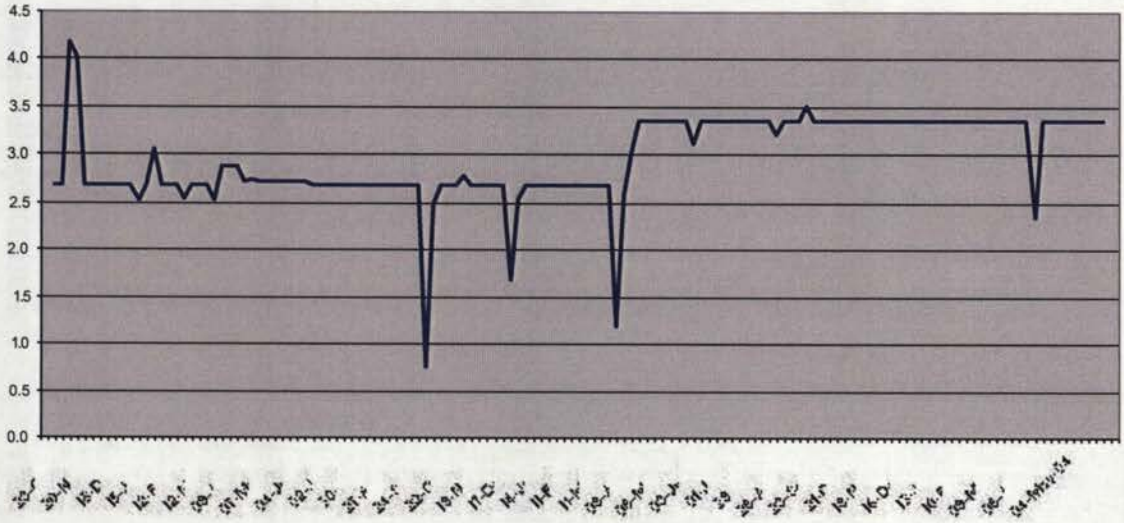
Graphique 5: Écart à la rampe: Regina-Edmonton



En raison de la possibilité d'arbitrage entre Kamloops et Vancouver, la relation entre les prix à Kamloops et à Edmonton présente le plus grand intérêt. La distance qui sépare Edmonton et Kamloops n'étant que de 350 kilomètres, les produits peuvent être transportés par camion entre les deux centres. À noter que le graphique illustrant les écarts de prix entre Kamloops et Edmonton indique également les écarts entre Vancouver et Kamloops. Il s'agit de déterminer si de fortes variations de l'écart de prix Vancouver-Kamloops ont occasionné des variations de l'écart de prix Kamloops-Edmonton, si l'arbitrage possible occasionne une hausse ou une baisse

du prix à Kamloops ayant pour effet de creuser ou d'atténuer l'écart de prix entre Kamloops et Edmonton.[38] Plusieurs variations de l'écart de prix Kamloops-Edmonton peuvent être attribuées à de fortes fluctuations de l'écart Vancouver-Kamloops, mais d'autres facteurs doivent intervenir également.

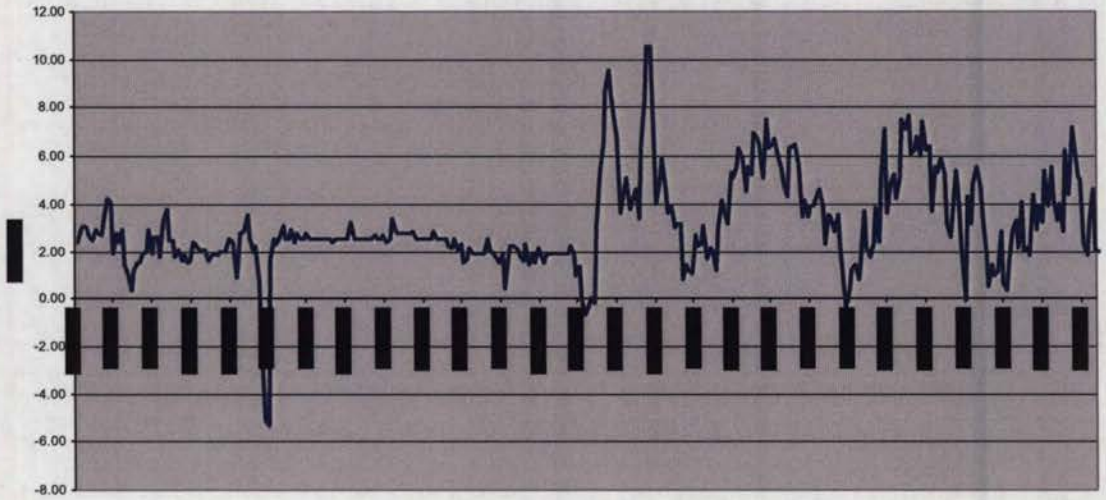
Graphique 6: Écarts de prix à la rampe:Thunder Bay-Edmonton



Source: MJ Ervin & Associates

38 Le coût de transport par pipeline des produits d'Edmonton à Kamloops était de 0,81 s le litre en 2000. (L'année la plus rapprochée pour laquelle des données sont disponibles est celle de 1996 où le coût était de 0,67 cent le litre.) L'écart de prix à la rampe entre Kamloops et Edmonton se rapproche davantage du coût de transport par pipeline que les écarts dans les autres centres.

Graphique 7: Écarts de prix à la rampe: Thunder Bay-Sarnia



Source: MJ Ervin & Associates

Le prix à Thunder Bay est lié à celui à Edmonton au cours du second semestre de 2001 seulement. Avant cette période, il n'y a pas de relation observable. Comme le produit est expédié à Thunder Bay depuis Sarnia (par bateau) et Edmonton, j'ai examiné la possibilité que le prix à Sarnia ait servi de point de référence pour les prix à Thunder Bay durant la période antérieure. Bien que l'écart de prix entre Thunder Bay et Sarnia n'ait pas été aussi constant que celui observé entre Thunder Bay et Edmonton, les prix à Thunder Bay semblent effectivement avoir été liés à ceux de Sarnia jusqu'en juin 2001.

Étant donné la relation relativement stable entre les prix à Edmonton et ceux dans les centres de Kamloops à Thunder Bay,[39] il est clair que, pour comprendre les prix existant dans l'Ouest canadien, il faut comprendre comment les prix sont établis à Edmonton. Contrairement aux centres dans l'Est, Edmonton est un centre relativement éloigné des villes américaines vers lesquelles les grossistes indépendants pourraient se tourner pour s'approvisionner. Il est donc peu probable que la possibilité d'arbitrage soit un facteur déterminant dans l'établissement des prix. Selon l'information fournie par les sociétés, les prix au Minnesota et, dans une moindre mesure, à Chicago, sont les prix de référence utilisés pour l'établissement des prix à Edmonton. Que la possibilité d'arbitrage exerce ou non des pressions constantes sur les raffineurs, il doit leur être utile de pouvoir se fonder sur des prix de référence pour établir leurs propres prix.

---

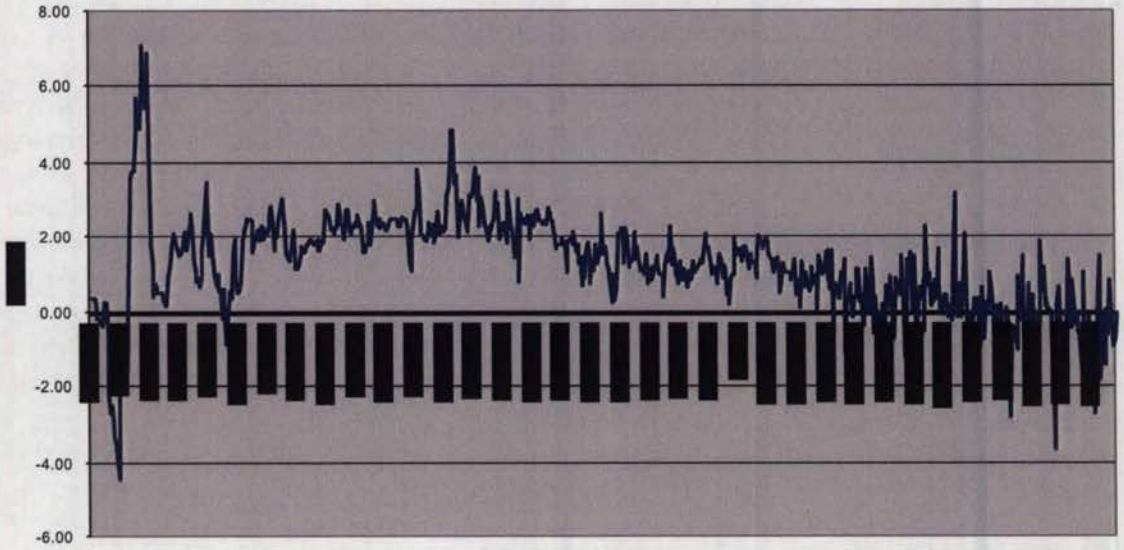
39 Il est possible de mieux comprendre dans quelle mesure les prix sont liés dans l'Ouest canadien par la comparaison du coefficient de variation des écarts de prix entre des centres où il n'y a pas de mouvement de produits et où il est très peu probable que des prix puissent être imposés. Au cours d'une période semblable à celle étudiée dans la comparaison des prix dans l'Ouest canadien, le coefficient de variation de l'écart de prix entre Saint John et Montréal était de 2,49, en raison d'une forte variation et du fait que l'écart moyen était relativement faible.

Vancouver, comme de nombreuses villes dans l'Est, a facilement accès aux importations, qu'elles arrivent en gros volumes par bateau ou qu'elles soient acheminées par camion depuis Seattle. Il n'y a pas de relation évidente entre les prix à Edmonton et les prix à Vancouver. Les raffineurs d'Edmonton, contrairement à ceux dans le reste de l'Ouest canadien, sont presque certainement des preneurs de prix plutôt que des décideurs en matière de prix. Si l'écart global moyen entre les prix, de 1,07 cent le litre, se rapproche du prix actuel du transport par pipeline, d'environ 1,13 cent le litre, il s'agit d'une coïncidence. Durant la première partie de la période étudiée, soit de janvier 1998 à janvier 2001, l'écart moyen a été de 1,64 cent le litre, et il a été nettement supérieur au prix du transport par pipeline pendant de nombreux mois. Au contraire, au cours de la période suivante, soit de janvier 2001 à janvier 2004, l'écart moyen a été de 0,57 cent le litre, donc nettement inférieur au prix du transport par pipeline. Compte tenu de ces chiffres, il est très improbable que les prix à Edmonton aient été fixés de manière à concorder avec les prix à Vancouver et à couvrir les coûts de transport. Il est plus vraisemblable que les prix de référence sur lesquels sont fondés les prix à Edmonton traduisent les effets du jeu des forces qui s'exercent sur les prix à Vancouver, et l'un des facteurs communs est évidemment le prix du pétrole brut.

Prix dans l'Est du Canada La plupart des centres régionaux dans l'Est du Canada sont facilement accessibles par la mer ou par les Grands Lacs. De nombreuses villes du Sud de l'Ontario sont situées non loin de Buffalo ou de Detroit. Des études successives de l'établissement des prix de gros de l'essence dans la région ont conclu que les raffineurs nationaux ont peu de latitude sur ce plan.

Cependant, il faut aussi analyser la situation dans ces centres autres que ceux où un certain nombre de raffineurs nationaux sont établis à proximité les uns des autres et où chacun possède une grande capacité de raffinage. À cette fin, l'écart de prix à la rampe entre Saint John et Montréal et entre Halifax et Montréal a été étudié. La ville de Montréal a été choisie parce qu'elle offre un bon point de référence concurrentiel au Canada, étant donné que les prix de gros sont constamment et étroitement liés à ceux qui prévalent dans le bassin de l'Atlantique. Les écarts de prix à la rampe entre Saint John et Montréal figurent au graphique 8. Les écarts de l'ordre de deux cents le litre qui ont été observés au début et au milieu des années 1990 représentaient des marges de raffineurs très élevées. Pour des raisons qui ne sont pas parfaitement évidentes, cependant, les prix de l'essence et du carburant pour diesel sont devenus progressivement plus concurrentiels tant à Halifax qu'à Saint John, au point tel que les prix dans ces deux centres sont actuellement légèrement inférieurs aux prix à Montréal. Il est intéressant de noter qu'il y a un seul raffineur dans chacun de ces deux centres, à savoir la société Irving, à Saint John, et l'Impériale, à Dartmouth. L'existence d'ententes d'achat-vente et la possibilité de telles ententes n'ont pas été suffisantes pour inciter d'autres raffineurs à s'établir et pour favoriser la concurrence.

Graphique 8: Écarts de prix à la rampe: Saint John-Montreal



Conclusion : Relation entre les prix à la rampe au Canada et les prix sur le marché du disponible aux États-Unis Comme le montre le graphique 9, les prix à la rampe dans les centres canadiens suivent les prix sur le marché du disponible à New York. Cette étroite relation est sans doute attribuable à l'effet marqué d'un même facteur sur les prix, à savoir la variation des prix du pétrole brut. L'analyse qui présente un plus grand intérêt n'est donc pas celle du moment des variations de prix, mais celle de l'écart entre les prix sur le marché du disponible à New York et les prix à la rampe à Montréal et à Toronto. Ces écarts sont davantage mis en évidence dans le graphique 10.

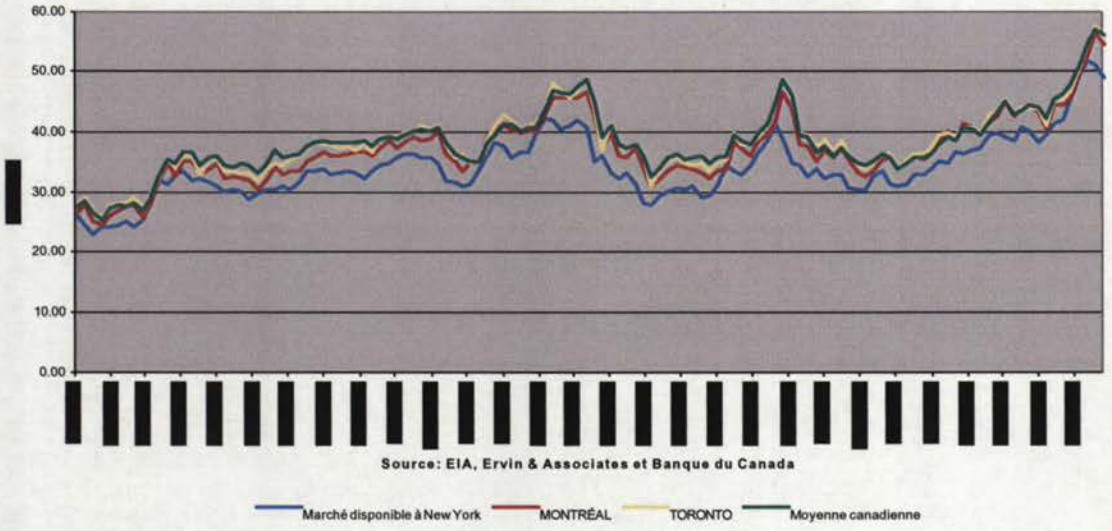
La principale constatation qui ressort des deux analyses comparatives est qu'il n'y a eu aucune accentuation générale des écarts en 2004, ni lors de la flambée des prix en mai, par rapport aux écarts moyens observés depuis le début de 2002. En fait, il est un peu étonnant que les écarts ne se soient pas creusés en 2004, puisque ces écarts ne sont pas insensibles à la conjoncture générale, comme en témoignent les écarts plus faibles enregistrés en 2002, année où la conjoncture a été moins favorable aux raffineurs qu'au cours de l'année précédente et des années antérieures. Il est peu probable que les écarts tiennent compte des remises sur les prix à la rampe et des coûts liés aux terminaux. En 2003, il y avait sans doute une certaine marge de manoeuvre. L'écart moyen des prix, en cents le litre, a été de 2,36, de 3,46 et de 3,16 à Montréal,[40] en 2002, 2003 et 2004 respectivement et de 3,55, 4,73 et 3,78 à Toronto pour les mêmes années respectives. L'évolution des prix dans ces deux villes est comparable à celle observée à l'échelle

40 La ville de Montréal a été choisie plutôt que celle d'Ottawa, même si cette dernière présente un intérêt, parce que c'est à Montréal que les importations et la possibilité d'importer ont l'effet le plus direct. Le prix à la rampe à Ottawa a dépassé de 0,52 cent le litre celui enregistré à Montréal au cours des six dernières années, mais il a fléchi quelque peu en 2004.

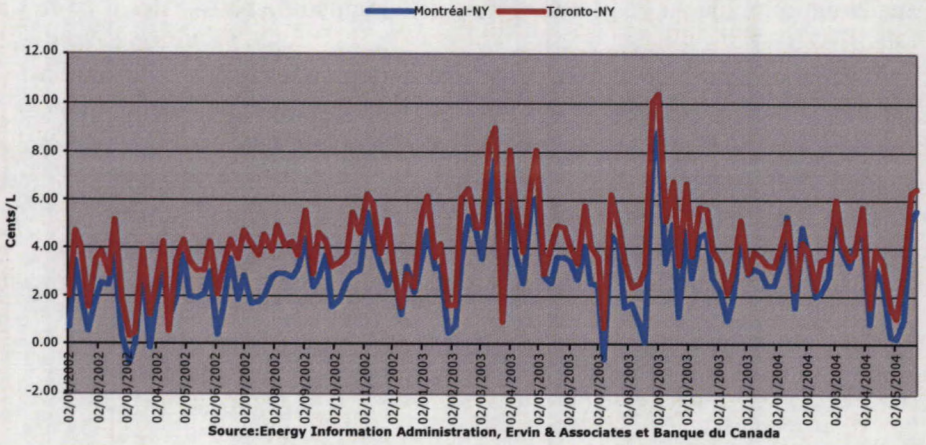
du pays. Toute hausse des prix de gros en 2004 est attribuable à une augmentation du coût du brut et à l'accroissement des marges aux États-Unis. Lorsque les marges se sont atténuées, les prix de gros au Canada ont diminué au point de compenser largement la hausse des prix du brut.

Ces données appuient la conclusion bien établie dans l'industrie que les prix au Canada ont tendance à suivre étroitement ceux aux États-Unis. Ceci ne veut pas dire que les divergences de prix ne sont pas possibles, mais des mouvements de prix de l'ampleur de ceux observés en 2004 au Canada sont inconcevables à moins qu'ils ne soient représentatifs de mouvements similaires aux États-Unis et de source d'approvisionnement en Europe et dans les Caraïbes. De façon habituelle, les meneurs de prix au Canada prévoient les résultats qui vont se produire sous arbitrage donc, le déplacement des produits n'est pas nécessaire pour permettre un suivi des prix.

Graphique 9: Relation entre les prix à la rampe au Canada et le prix sur le marché disponible à New York



Graphique 10: Écarts entre le prix à la rampe à Toronto et à Montréal et le prix sur le marché disponible à New York



Source:Energy Information Administration, Ervin & Associates et Banque du Canada

LKC
HD 9579 .G5 R614 2005 c.2
Roseman, F. (Frank), 1934-
Les effets de l'instabilité récente des
marchés internationaux du pétrole sur les
prix de gros et sur les prix de détail au

DATE DUE
DATE DE RETOUR

ARR McLEAN 38-296

INDUSTRY CANADA / INDUSTRIE CANADA
222087