

Les prix de détail du pétrole au Canada ont augmenté au troisième trimestre, mais restent inférieurs aux moyennes des cinq années précédentes

Après avoir atteint leur niveau le plus bas depuis plusieurs années au deuxième trimestre lors des arrêts de production de COVID 19, les prix de détail ont augmenté au troisième trimestre en raison de l'accroissement de la demande et de la hausse des prix du brut.

La demande de produits pétroliers a commencé à se redresser au troisième trimestre, les gouvernements ayant assoupli les restrictions de voyage et les entreprises ayant commencé à rouvrir après l'assouplissement général des restrictions COVID 19. En réponse, les raffineries ont augmenté les tirages de brut par rapport aux niveaux extrêmement bas enregistrés au cours du trimestre précédent ; cependant, l'activité des raffineries est restée en dessous des niveaux typiques de la haute saison estivale. L'affaiblissement des prix du brut dû à la baisse de l'activité des raffineries a été compensé par les quotas de production de pétrole brut mis en place par l'OPEP et un groupe de pays non membres de l'OPEP (OPEP+), ainsi que par la diminution de la production de brut en Amérique du Nord résultant de la baisse des prix du brut. Cette combinaison de facteurs a conduit à une moindre volatilité des prix du brut et à des prix de détail relativement stables au cours du dernier trimestre.

Bien qu'en juillet, la demande d'essence au Canada se soit partiellement remise des arrêts pré-pandémiques, la demande est restée inférieure aux normes saisonnières, avec une baisse de 13,7 % par rapport aux niveaux d'il y a un an en juillet et août (Statistique Canada). Même si la demande d'essence a montré des signes de reprise au troisième trimestre, les marges de raffinage sont restées inférieures à leur moyenne sur cinq ans. En conséquence, les prix de détail ont baissé de plus de seize cents par litre par rapport à l'année précédente.

Soutenue par la demande continue du camionnage et des achats en ligne, la demande de diesel n'a pas chuté aussi fortement que celle des autres produits pétroliers au début des arrêts imputables à la COVID-19. En réponse, les entreprises de raffinage ont détourné la production du carburéacteur vers le carburant diesel en raison de la similitude des produits et de la forte baisse de la demande de carburéacteur. Comme la production de distillats a dépassé la consommation, les stocks en Amérique du Nord et à l'étranger ont atteint leur plus haut niveau depuis plusieurs années. En conséquence, les marges de raffinage du diesel canadien ont atteint leur niveau le plus bas depuis sept ans au troisième trimestre, et les prix de détail ont baissé de plus de vingt cents par

Figure 1: Prix moyen de l'essence ordinaire canadienne et ses composantes

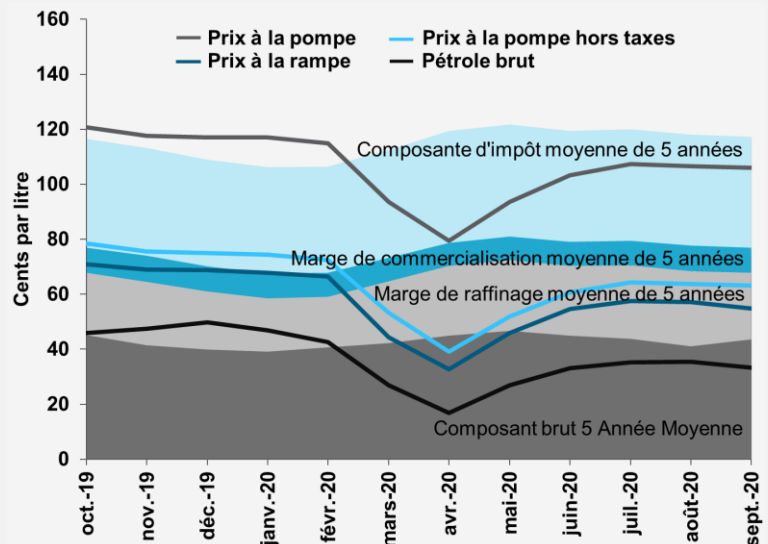
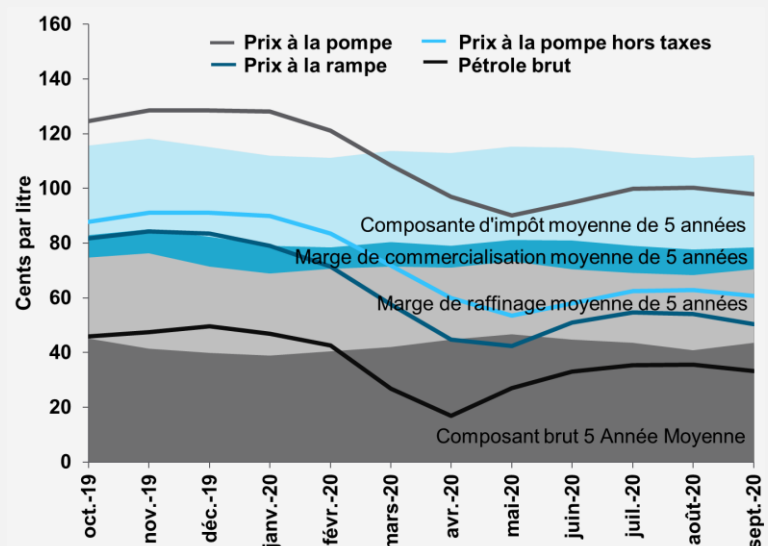


Figure 2: Prix moyen du diesel canadien et ses composantes



litre par rapport à l'année précédente. Les **figures 1 et 2** montrent le mouvement historique des prix de détail de l'essence et du diesel au Canada avec le prix de leurs composantes.

Au troisième trimestre, les prix du brut ont légèrement augmenté en août, la production de pétrole brut ayant été affectée par une série d'ouragans sur la côte du Golfe du Mexique avant de chuter au cours de la première semaine de septembre, en raison des nouvelles inquiétudes concernant la reprise économique et d'une éventuelle deuxième vague de la pandémie COVID-19. Dans l'ensemble, cependant, les prix du brut au troisième trimestre ont été marqués par une période de stabilité, la baisse de la demande des raffineries ayant été compensée par une baisse de la production de pétrole brut. Le prix du Brent (une référence mondiale) a grimpé jusqu'à 45,94 \$US le baril vers la fin août, avant de chuter à 40,63 \$US le baril à la fin septembre, soit à peine 2,0 % de moins qu'à la fin du trimestre précédent. De façon similaire, le point repère WTI a connu un mouvement similaire, grimpant jusqu'à 43,03 \$US le baril à la fin août, avant de redescendre à 39,94 \$US le baril à la fin septembre, soit 1,7 % de plus que la fin du trimestre précédent. Le prix avantageux du Brent en comparaison du WTI est resté faible au cours du trimestre, avec une moyenne de 2,30 \$US le baril, et a terminé le trimestre à 0,69 \$US le baril. Un faible écart s'est probablement développé car la production de brut nord-américaine a chuté au début de la pandémie et reste faible, par rapport à la production de la mer du Nord, qui n'a pas diminué en 2020.

L'écart entre le prix du pétrole brut lourd et léger du WTI et le brut de choix de l'Ouest canadien (WCS) est resté faible au troisième trimestre. La baisse de la production canadienne de brut a permis de réduire les contraintes de la capacité pipelinrière et la nécessité d'expédier le brut par rail. Le rabais lourd/léger s'est établi en moyenne à 8,06 \$US le baril au troisième trimestre, contre 8,84 \$US le baril au trimestre précédent et 17,37 \$US le baril au premier trimestre.

Survol du marché de l'essence et du diesel

Les marges de raffinage de l'essence ont augmenté au troisième trimestre, la demande s'étant redressée après les creux extrêmes du trimestre précédent, poussant les prix de détail de l'essence à leur niveau le plus élevé depuis cinq mois en juillet. Toutefois, la demande reste bien inférieure aux normes saisonnières et, par conséquent, les prix de détail canadiens de l'été dernier ont été les plus bas enregistrés depuis l'été 2016.

La disparité régionale entre les prix de l'essence sur les côtes s'est réduite au cours du troisième trimestre, les prix au détail de la côte Ouest ayant baissé alors que ceux de la côte Est ont augmenté. Cependant, la disparité reste importante car les prix affichés au dépôt de la côte ouest ont terminé le trimestre avec près de dix huit cents par litre de plus que ceux de la côte est. La côte ouest a peu d'autres options d'approvisionnement en raison de son isolement géographique par rapport au reste du pays, tandis que la côte est de l'Amérique du Nord dispose d'autres sources d'approvisionnement en raison de la proximité des eaux sujettes aux marées et de l'abondance des terminaux portuaires.

Les stocks de distillats nord-américains ont atteint leur niveau le plus élevé depuis 1982, la production de diesel ayant dépassé la consommation. En conséquence, les marges de raffinage du diesel canadien ont atteint au troisième trimestre leur niveau le plus bas depuis sept ans. La diminution des marges de raffinage s'est traduite par une baisse des prix de détail du diesel, qui ont atteint leur niveau le plus bas depuis quatre ans au cours du dernier trimestre.

Les prix régionaux du diesel ont peu varié par rapport au trimestre précédent, suivant l'évolution des prix du brut. Les prix de gros du diesel restent constamment bas le long de la côte Est. Les stocks de distillats de la côte Est et de la côte du Golfe ont augmenté plus que dans les autres régions d'Amérique du Nord et contribuent probablement à la baisse des prix du diesel dans le Canada atlantique. (**Figure 3**)

Figure 3: Moyenne canadienne des composantes prix de l'essence et du diesel, 3e trimestre 2020



Perspectives du marché lors du prochain trimestre

Une grande incertitude subsiste sur le marché concernant l'effet de la COVID-19 sur la demande mondiale de carburants à base de pétrole. La demande mondiale de combustibles reste faible, et on ne sait pas quand elle reviendra à des niveaux normaux, étant donné l'incertitude qui entoure une éventuelle deuxième vague de COVID-19 et les effets à long terme d'une baisse de l'activité économique. Les réductions de la production mondiale de brut au deuxième trimestre ont apporté une certaine stabilité aux prix du pétrole brut, et on s'attend à ce que ces réductions se poursuivent à un certain niveau pendant le reste de l'année 2020 et jusqu'en 2022. Par conséquent, toute augmentation des prix de détail du pétrole sera atténuée pour le reste de l'année 2020 grâce à l'augmentation de la capacité de production de pétrole brut.

La demande d'essence devrait reprendre au cours du prochain trimestre, car les provinces canadiennes commencent à supprimer certaines restrictions liées à la COVID-19. Avec la réduction de la production d'essence des raffineries, nous pourrions voir une certaine pression à la hausse sur les prix de détail de l'essence au cours du prochain trimestre si les niveaux de stocks diminuent. Toutefois, les prix resteront probablement inférieurs aux niveaux de ces dernières années car les prix du brut restent plus bas. La baisse de la demande saisonnière de diesel et le niveau élevé des stocks devraient maintenir les prix du diesel à un niveau modérément ferme dans les mois à venir.

Facteurs du prix de l'essence : une comparaison côtière

Les prix de détail de l'essence varient au Canada en raison de plusieurs facteurs tels que la géographie, l'infrastructure et les politiques gouvernementales. Au Canada, il y a eu une nette différence de prix de l'essence entre les côtes Est et Ouest au cours des dernières années. Les prix de détail de l'essence à Halifax ont été constamment inférieurs à ceux de Vancouver au cours de l'année dernière, cet écart se situant en moyenne à 33,5 cents par litre (figure 4). Un phénomène similaire existe entre la plupart des marchés de la côte Est et de la côte Ouest. Dans l'analyse qui suit, nous examinerons les facteurs à l'origine de ces différences.

Les prix de détail à la pompe se composent de quatre éléments principaux : les taxes, les marges de détail/commercialisation, les marges de raffinage et les coûts du brut. Dans les provinces Atlantiques, les taxes fixes en cents par litre comprennent les taxes provinciales sur l'essence et le carbone (à l'exception de la Nouvelle-Écosse,

Figure 4 : Vancouver, C.-B. et Halifax, N.-É. – Prix de détail de l'essence : octobre 2019 - septembre 2020

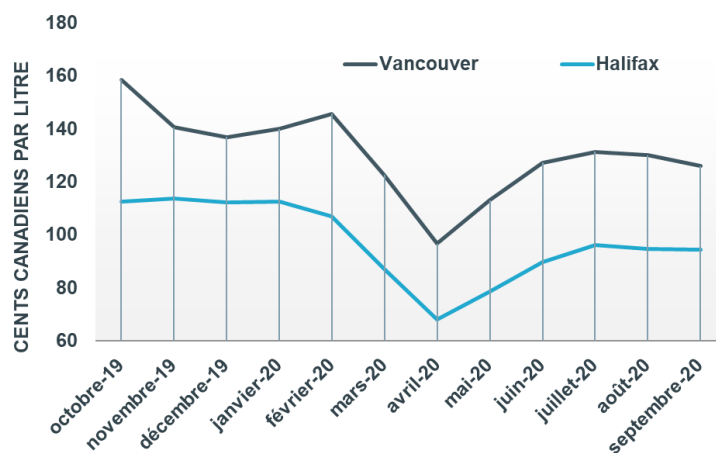
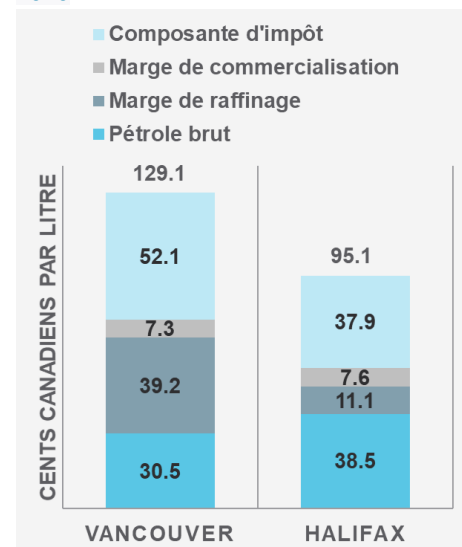


Figure 5: Comparaison des composantes du prix de l'essence, T3 2020



qui utilise un programme de plafonnement et d'échange pour mettre un prix sur le carbone), allant de 15,1 cents par litre à l'Île-du-Prince-Édouard jusqu'à 20,9 cents par litre à Terre-Neuve. En plus des taxes provinciales et sur le carbone, toutes les provinces Atlantiques paient 15 % de la taxe de vente harmonisée (TVH). En Colombie-Britannique, les taxes sur l'essence se composent de taxes provinciales, de taxes sur le carbone et de taxes de transit, allant jusqu'à 35,9 cents par litre à Vancouver, 28,9 cents par litre à Victoria et 23,4 cents par litre ailleurs dans la province. En outre, la taxe sur les produits et services (TPS) est payée sur l'essence à un taux de 5 %. Dans toutes les provinces, les taxes d'accises fédérales sont ajoutées à 10,0 cents par litre pour l'essence. Au troisième trimestre 2020, la composante totale de la taxe sur l'essence de Vancouver était supérieure de 14,2 cents par litre à celle de Halifax (figure 5).

Les marges de commercialisation (ou de détail) sont calculées dans cette analyse comme la différence entre le prix à la pompe hors taxes et le prix de gros à la rampe de chargement (une approximation du coût d'acquisition du produit par un site de vente au détail). Les marges de commercialisation sont des marges de produit brut et couvrent tous les coûts liés à la vente de carburant, tels que le loyer, les salaires, les services publics et les frais de livraison. Au troisième trimestre, la marge de détail de Halifax était supérieure de 0,3 cents par litre à celle de Vancouver (figure 5). La marge bénéficiaire des détaillants représente la plus petite portion du prix de détail à la pompe.

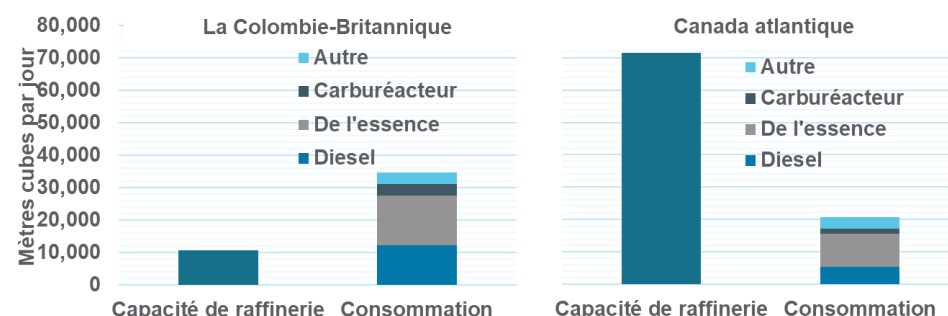
Les marges de raffinage représentent le coût de fabrication des produits pétroliers raffinés à partir du pétrole brut et d'autres intrants de raffinerie, et sont calculées (dans cette analyse) comme la différence entre le coût d'acquisition du pétrole brut et le prix de gros à la rampe de chargement des produits pétroliers raffinés. Dans l'exemple illustré à la **figure 5**, les marges de raffinage au troisième trimestre à Vancouver étaient supérieures de 28,1 cents par litre à celles de Halifax, en raison à la fois de la hausse des prix de gros et de la baisse du coût moyen du brut.

En général, les prix de gros de l'essence représentent des conditions d'offre et de demande régionalisées. Les écarts de prix de gros entre les régions sont généralement temporaires, causés par des problèmes de raffinerie ou d'oléoduc, ou par d'autres contraintes d'approvisionnement qui empêchent la circulation des produits entre les marchés à prix élevés et à bas prix. Lorsque ces problèmes temporaires se posent, des sources alternatives de produits raffinés sont souvent utilisées jusqu'à ce que les prix de gros se normalisent. Cela est vrai pour la plus grande partie du Canada, car les prix de gros varient généralement peu d'une région à l'autre. Ces dernières années, la Colombie-Britannique a fait exception à cette règle.

Les prix de gros de l'essence en Colombie-Britannique, comme dans le reste de la côte Ouest de l'Amérique du Nord, sont constamment plus élevés que dans le reste de l'Amérique du Nord. En 2019, le prix de gros du sans plomb à la rampe de chargement de la Colombie-Britannique était en moyenne 15,8 % plus élevé que la moyenne canadienne. De la même façon, aux États-Unis, le prix de gros de l'essence sur la côte Ouest était en moyenne 22,4 % plus élevé que dans le reste du pays (EIA). L'isolement logistique en raison des montagnes Rocheuses et de la capacité limitée des oléoducs, ainsi que les coûts associés à des normes environnementales plus strictes (LCFS – norme de carburant à faible teneur en carbone) dans plusieurs États de la côte Ouest, ainsi qu'en Colombie-Britannique, expliquent généralement les différences de prix de gros dans cette région.

Comme le montre la **figure 6**, la demande de produits raffinés en Colombie-Britannique dépasse de loin la capacité des raffineries à produire des produits pétroliers. Ainsi, la Colombie-Britannique est un importateur net de produits raffinés, s'appuyant principalement sur les produits raffinés produits en Alberta et importés le long du pipeline Trans Mountain.

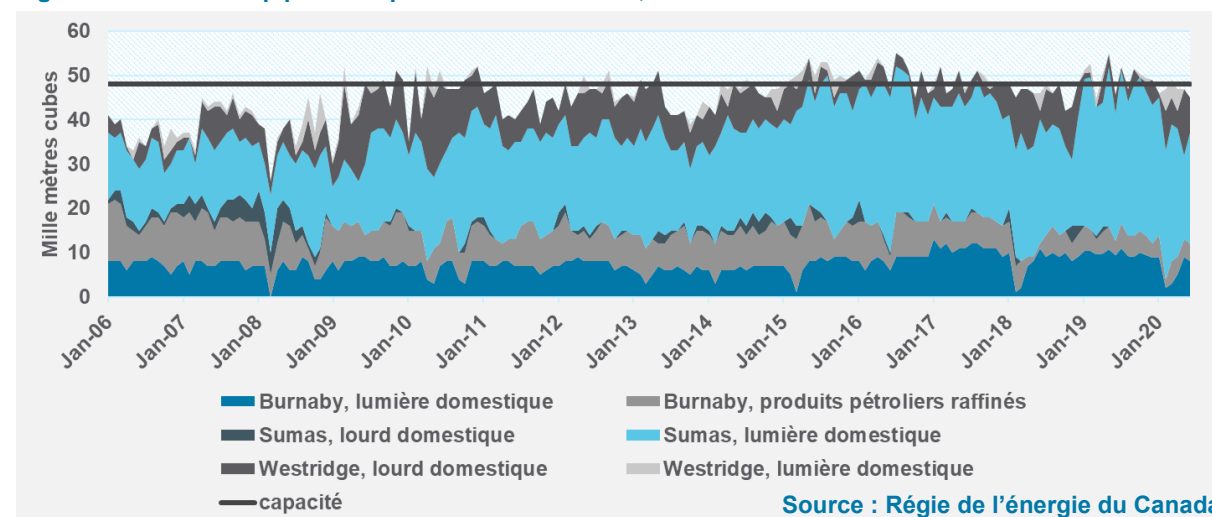
Figure 6 : Comparaison des côtes : capacité des raffineries par rapport à la demande de produits (2018)



Source : Centre canadien d'information sur l'énergie, sites web des entreprises, rapport Kent : L'infrastructure logistique en aval du Canada

La **figure 7** montre que les produits pétroliers transportés le long du pipeline Trans Mountain sont souvent à la capacité de l'oléoduc ou à sa proximité. En cas de problème d'approvisionnement, les produits doivent être importés par des moyens plus coûteux, tels que le rail ou les camions de transport, et à partir des marchés plus chers de la côte Ouest des États-Unis, ce qui fait augmenter les prix de gros. La capacité des raffineries de la côte Ouest des États-Unis correspond étroitement à la consommation. Par conséquent, lorsque surviennent des ennuis d'approvisionnement, l'ensemble de la côte Ouest est en concurrence pour les produits raffinés, ce qui rend les prix sujets à la volatilité.

Figure 7 : Circulation pipelinère par le Trans Mountain, 2006-2020



Source : Régie de l'énergie du Canada

Les raffineries de la côte Est est supérieure à la demande de produits (**figure 6**). Même avec la fermeture de la raffinerie de l'Atlantique Nord en 2020, la région de l'Atlantique produit plus qu'assez de produits pétroliers raffinés pour répondre à la demande. Les produits excédentaires du Canada atlantique sont exportés vers l'Ontario et le Québec, ou vers la côte Est des États-Unis. En cas de problèmes d'approvisionnement inattendus, la côte Est a également accès au cœur du raffinage aux États-Unis, la côte du Golfe du Mexique. Une

quantité importante de produits raffinés est acheminée de la côte du Golfe vers la côte atlantique par pipeline (Colonial Pipeline System) ou par bateau, ce qui les rend facilement disponibles sur ce marché de gros de l'Atlantique.

La baisse du coût du brut en Colombie-Britannique contribue également à augmenter les marges de raffinage. Comme l'illustre la **figure 4**, au troisième trimestre, le prix du brut à Halifax était supérieur de 8,0 cents par litre à celui de Vancouver. Bien que Terre-Neuve produise du pétrole brut, la plus grande partie est exportée, ce qui oblige la région à dépendre davantage d'importations de brut historiquement plus chères, soit 53,4 % de toutes les importations canadiennes en 2019 (Base de données sur le commerce international de marchandises du Canada). En revanche, la Colombie-Britannique produit très peu de pétrole brut, dépendant presque uniquement des importations de pétrole brut à bas prix en provenance de l'Alberta. Si les coûts du brut peuvent affecter les marges de raffinage, l'effet de la baisse des coûts du brut est souvent dissocié des prix de gros en raison de la parité des prix du marché de gros au sein des orbites d'approvisionnement régionales.

Les prix de l'essence sur la côte Ouest sont plus élevés que sur la côte Est, en grande partie à cause des différences de taxes, et des prix de gros plus élevés, en partie à cause des contraintes logistiques, et des réglementations environnementales plus strictes (et coûteuses). Les contraintes logistiques et les coûts des normes de carburant à faible teneur en carbone (LCFS) qui existent en Colombie-Britannique existent également le long de la côte Ouest des États-Unis, et c'est donc un problème qui ne changera probablement pas de manière significative à court ou moyen terme.