

Les prix de l'essence et du diesel canadiens ont chuté au cours du troisième trimestre dans la foulée des prix du brut.

Après leur clôture sur la plus forte augmentation en quatre ans en juillet, les prix canadiens du brut ont chuté de façon constante tout au long du trimestre, provoquant la baisse des prix à la fois de l'essence et du diesel.

Alors que les prix mondiaux du brut étaient en hausse durant le dernier trimestre, les prix du brut canadien ont fléchi, conduisant à un écart significatif et de plus en plus grand entre eux. Les prix mondiaux du brut ont augmenté dans la foulée des inquiétudes concernant les sanctions américaines imminentes vis-à-vis de l'Iran, et l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) signalant qu'elle allait maintenir les niveaux de production en dépit de la compression attendue sur l'approvisionnement mondial. En contraste, à la fois les mélanges légers et lourds de brut canadien ont chuté alors que l'augmentation de la production était confrontée à la capacité restreinte des pipelines et à une chute soudaine de la demande des raffineries PADD 2 qui ont été placées hors ligne pour des raisons de maintenance.

Les prix de l'essence canadienne ont légèrement fléchi au cours du dernier trimestre alors que diminuait le prix d'entrée moyen pour les raffineries canadiennes. Les marges de raffinage ont tenu de manière relativement constante par rapport au trimestre précédent alors que la demande de fin d'été était contrée par l'augmentation de l'activité de raffinage tant au Canada qu'aux États-Unis, où les débits de raffinage atteignaient des niveaux records en août.

Les inventaires de distillat nord-américain sont demeurés en deçà des moyennes historiques au cours du dernier trimestre, particulièrement dans les régions de l'est, qui ont conservé les marges de raffinage du diesel au-dessus des normes saisonnières. Les marges de diesel canadien ont moyenné à près de six cents par litre au-dessus du troisième trimestre de 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.

L'incertitude autour de l'approvisionnement à l'échelle mondiale a contribué aux prix internationaux du brut plus élevés durant ce dernier trimestre. De façon similaire, le Brent a augmenté de 4,19 \$US le baril, terminant le trimestre à 82,72 \$US le baril ou de 5,3 p. 100 supérieur au trimestre précédent.

Le brut de référence nord-américain clé (WTI) du brut léger est demeuré relativement stable ; la pression à la hausse des inquiétudes au sujet de l'approvisionnement mondial a été contrée par la production américaine de brut qui a atteint des niveaux record en septembre. Le WTI a légèrement fléchi de 0,97 \$US le baril, terminant le trimestre à 73,21 \$US le baril, soit de 1,3 p. 100 inférieur au trimestre précédent. Le prix plus cher du Brent par rapport au WTI s'est agrandi jusqu'à 9,71 \$US le baril vers fin septembre, soit une augmentation de 5,16 \$US le baril depuis la fin du trimestre précédent.

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

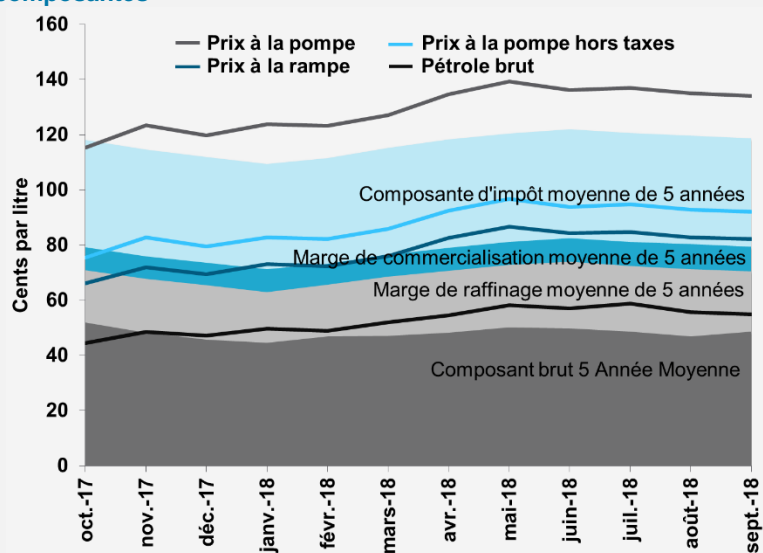
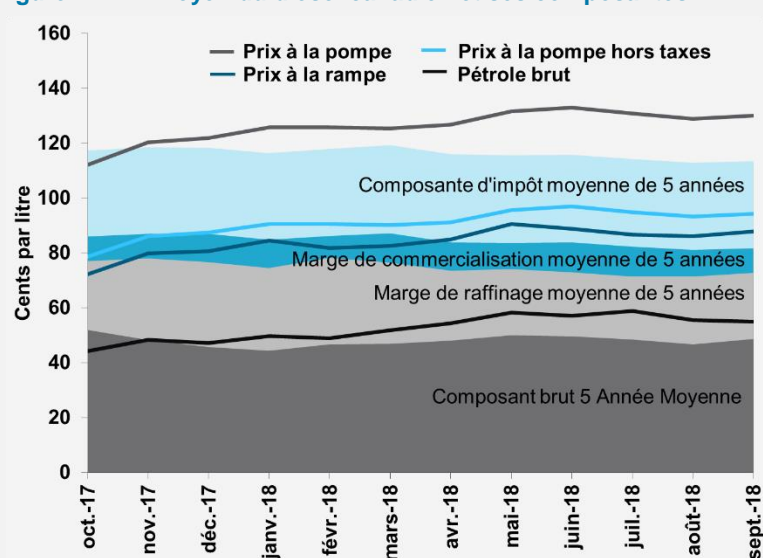


Figure 2: Prix moyen du diesel canadien et ses composantes



L'augmentation de la production combinée à des contraintes logistiques et à un creux de la demande de PADD 2 (un point de débarquement principal pour le brut de l'Ouest canadien) a eu pour effet d'augmenter les inventaires de brut et de faire baisser les prix du brut de l'Ouest canadien de façon importante. Conséquemment, le prix du Western Canadian Select (WCS) a chuté de 30,3 p. 100 au cours de ce dernier trimestre, et l'escompte WCS par rapport au WTI a augmenté de 14,50 \$US le baril durant le trimestre à hauteur de 35,48 \$US le baril à la fin de septembre. D'autres repères canadiens ont été également affectés par les facteurs similaires ; le brut synthétique canadien (SCO) et le brut classique léger (Canada Light Sweet) ont chuté à 20,3 p. 100 et 23,8 p. 100, respectivement. L'escompte SCO par rapport au WTI a augmenté de 12,49 \$US le baril à hauteur de 15,55 \$US le baril à la fin du dernier trimestre, et de façon semblable, l'escompte du brut classique léger par rapport au WTI a augmenté de 14,58 \$US le baril à hauteur de 19,50 \$US le baril.

Survol du marché de l'essence et du diesel

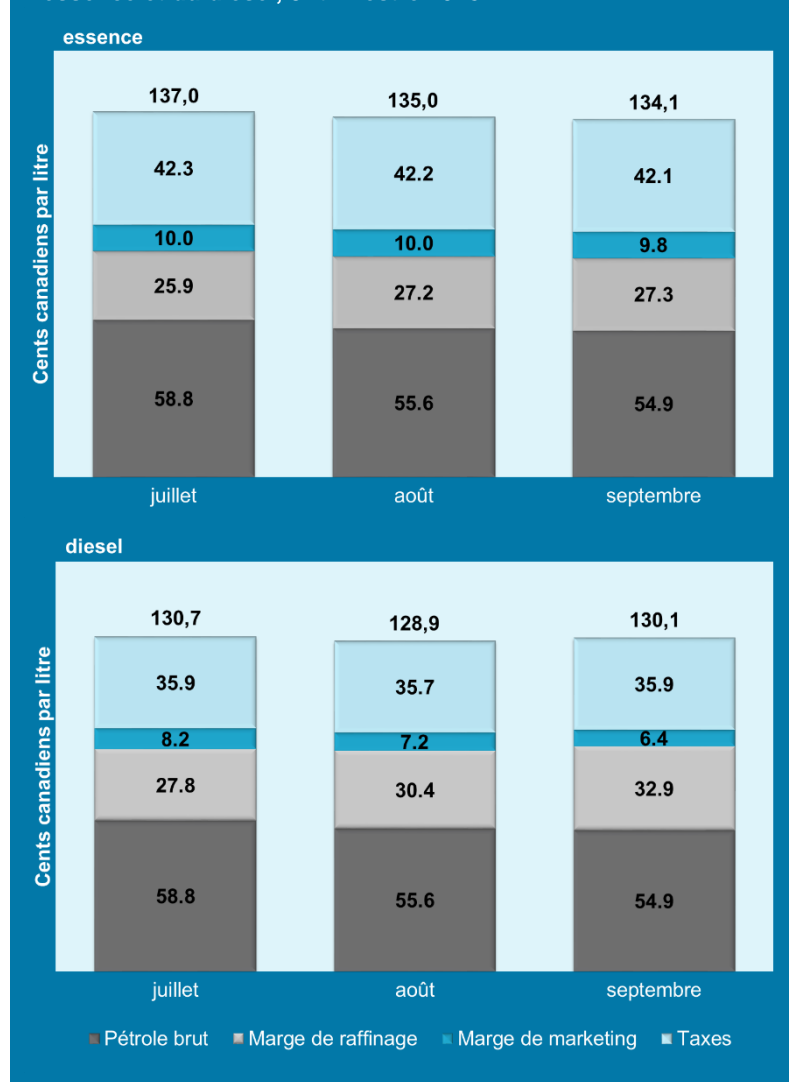
Les prix de détail de l'essence sont descendus à leur niveau le plus bas en six mois en septembre, et les prix affichés au dépôt ont chuté à la même cadence durant ce temps ; toutefois, les marges de raffinage ont quand même oscillé autour de trois cents par litre au-dessus de leur moyenne sur cinq ans en T3.

Au cours du trimestre précédent, les prix de gros ont augmenté de façon similaire à travers tout le pays, cependant, les différences régionales dans les prix du brut ont conduit à l'expansion des marges de raffinage dans l'ouest et à une contraction des marges de raffinage dans l'est. Les seuls prix de gros à chuter durant le trimestre ont été ceux de l'Ontario, ce qui a été, selon toute vraisemblance, attribuable à la sortie de la province du système de plafonnement et échange en juin dernier.

Les inventaires de distillat dans plusieurs régions d'Amérique du Nord ont été en dessous de leurs moyennes sur cinq années durant l'été, en résultat de la forte demande mondiale et de la croissance des exportations de distillat américain. Conséquemment, les marges de raffinage ont atteint un sommet sur huit mois en septembre alors que les acheteurs tentaient de s'assurer des approvisionnements et de se construire des inventaires en prévision de la saison du chauffage d'hiver. Malgré la hausse des marges de raffinage, les prix de détail du diesel ont baissé légèrement alors que la chute des prix du brut compensait pour les changements de marges bénéficiaires.

Il y a eu des disparités régionales minimales dans les prix de gros du diesel au cours de ce dernier trimestre alors que les prix de

Figure 3: Moyenne canadienne des composantes de prix de l'essence et du diesel, 3^e trimestre 2018



gros de l'ouest chutaient légèrement et que les prix de gros de l'est augmentaient en raison des coûts du pétrole brut marginalement plus élevés. À l'instar de l'essence, les prix de gros du diesel en Ontario ont affiché le plus fort recul au cours du trimestre, ceci étant de nouveau attribuable au retrait de la province du système de plafonnement et échange. (Figure 3)

Perspectives du marché pour le prochain trimestre

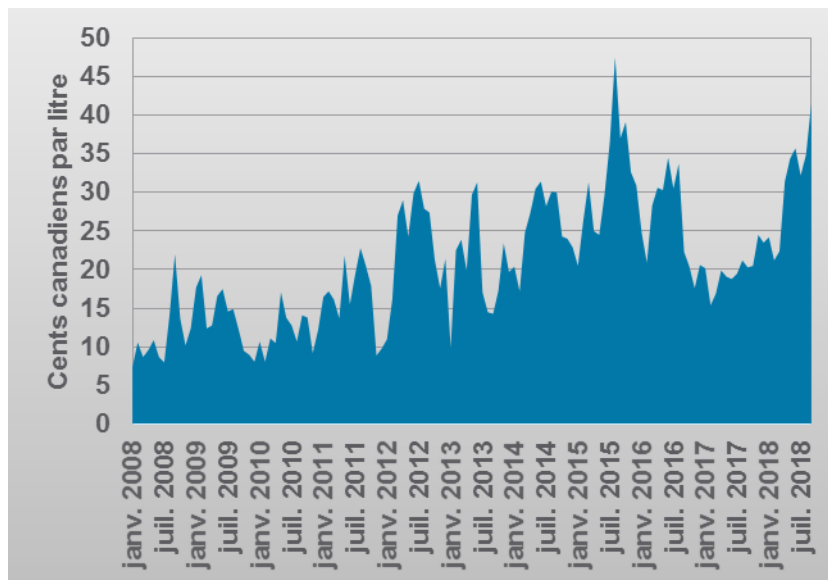
Durant le quatrième trimestre, il y a généralement un fléchissement des prix de l'essence alors que la demande faiblit et que les marchés passent complètement au mélange d'essence hivernal. Bien que les prix canadiens des intrants de brut aillent vraisemblablement demeurer plus bas au cours du prochain trimestre, il subsiste une incertitude à propos de la tendance que prendront les prix mondiaux du brut et du degré d'importance qu'aura l'effet de chacun d'eux sur les prix des produits raffinés en Amérique du Nord. Advenant que les prix mondiaux du brut continuent de grimper, ceci pourrait compenser pour toute chute escomptée des prix de détail au cours de cette période.

La perspective pour les prix du diesel est généralement une augmentation des prix durant les mois d'automne et d'hiver, alors que les récoltes agricoles et le début de la saison du chauffage d'hiver augmentent la demande. L'augmentation des prix du brut combinée avec les marges de raffinage du diesel qui sont au-dessus de leurs normes saisonnières signifie que les prix de détail du diesel vont, selon toute vraisemblance, demeurer au-dessus de leurs moyennes historiques sur cinq ans pour le reste de 2018.

Explication au sujet des marges de raffinage canadiennes élevées

Les marges de raffinage de l'essence à Edmonton ont oscillé autour de 41,5 cents par litre en septembre, et ont atteint un sommet à 45,3 cents par litre, son niveau le plus élevé depuis août 2015 (**figure 4**). Les facteurs qui ont influencé la montée des prix affichés au dépôt dans l'Ouest canadien au cours de la dernière année ont été variés : augmentation des coûts du brut, un dollar canadien affaibli, des contraintes d'oléoduc et les coûts rattachés à la conformité aux réglementations environnementales. Plus récemment, cependant, les marges de raffinage de l'ouest ont augmenté plus radicalement, dictées par l'augmentation simultanée des prix de gros et un fléchissement des prix régionaux du brut.

Figure 4 : Marges de raffinage à Edmonton, 2008-2018



Ce très récent bond des marges de raffinage de l'ouest a été principalement le résultat de la fermeture de la raffinerie BP Whiting juste à l'extérieur de Chicago. Cette installation est la septième plus grosse raffinerie aux États-Unis et un important consommateur de brut lourd canadien de l'ouest. Elle est passée en mode hors ligne pour un entretien planifié à un moment où il y avait une faible capacité de raffinage supplémentaire dans la région et les interruptions de service sont, dans l'ensemble, plus élevées qu'à la normale à ce moment-ci de l'année. L'utilisation des ratios d'utilisation de PADD 2 a chuté à quelque 78,9 p. 100 de presque 100 p. 100 qu'elle était en août (EIA).

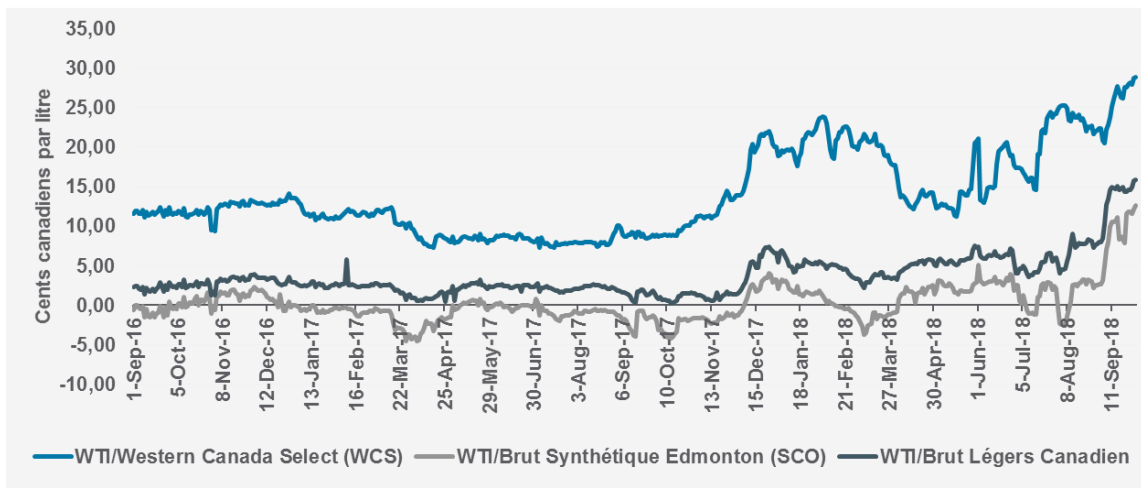
La raffinerie BP approvisionne le Mid West américain (PADD 2) en produits raffinés, un marché qui au point de vue logistique est connecté à l'Ouest canadien et se trouve dans une orbite concurrentielle avec les raffineries de l'Ouest canadien. Cela signifie que les problèmes de raffinerie dans PADD 2 peuvent causer l'augmentation des prix affichés au dépôt de l'Ouest canadien en raison de la compression sur l'approvisionnement en produits raffinés à travers la région.

En outre, les raffineries de PADD 2 transforment une quantité considérable de brut de l'Ouest canadien, de sorte que leur marche au ralenti provoque la chute de la demande de brut de l'Ouest canadien, l'augmentation des inventaires de brut, et ultimement la chute des prix du brut de l'Ouest canadien. The Alberta Energy Regulator (AER) a signalé que les inventaires de pétrole brut en Alberta ont été relativement constants entre août 2015 et la dernière partie de 2017, moyennant autour de 8,6 millions de mètres cubes, mais qu'ils ont augmenté depuis à 11,9 millions de mètres cubes.

Une autre variable dans cette équation est l'augmentation continue de la production de brut canadien. La production moyenne en Alberta était de 506 000 mètres cubes par jour en 2017 ; elle avait augmenté à 593 000 mètres cubes par jour en août 2018 (AER). La demande réduite combinée avec l'augmentation de la production cause la montée des inventaires et élargit l'écart de prix entre le brut de l'Ouest canadien et les autres points de référence continentaux. Avec peu ou pas d'augmentation de la capacité d'acheminement par le biais des pipelines, et avec la plus grande partie de cette capacité seulement capable d'accéder à l'intérieur des É.-U., les producteurs de brut canadiens doivent de plus en plus trouver d'autres méthodes plus coûteuses d'acheminer leur production vers des marchés stratégiques. En conséquence, l'écart courant entre le WTI et le WCS non seulement reflète la différence dans la qualité du produit, mais également la difficulté d'acheminer le brut canadien là où il peut concurrencer les autres bruts mondialement négociés.

Les contraintes logistiques affectant le brut de l'Ouest canadien ont affecté l'escompte à la fois de la production de pétrole lourd et léger. Le brut synthétique canadien (SCO) d'Edmonton a moyenné à un cent par litre au-dessus du WTI en 2017, mais a moyenné à 12,7 cents par litre en dessous du WTI en septembre 2018. De façon similaire, le brut classique léger d'Edmonton était à 2,2 cents par litre en dessous du WTI en 2017, mais cet écart s'était étendu à 13,8 cents par litre en dessous du WTI en septembre 2018. (**Figure 5**)

Figure 5: Écarts des bruts de référence de l'Ouest par rapport au (WTI), 2016-2018

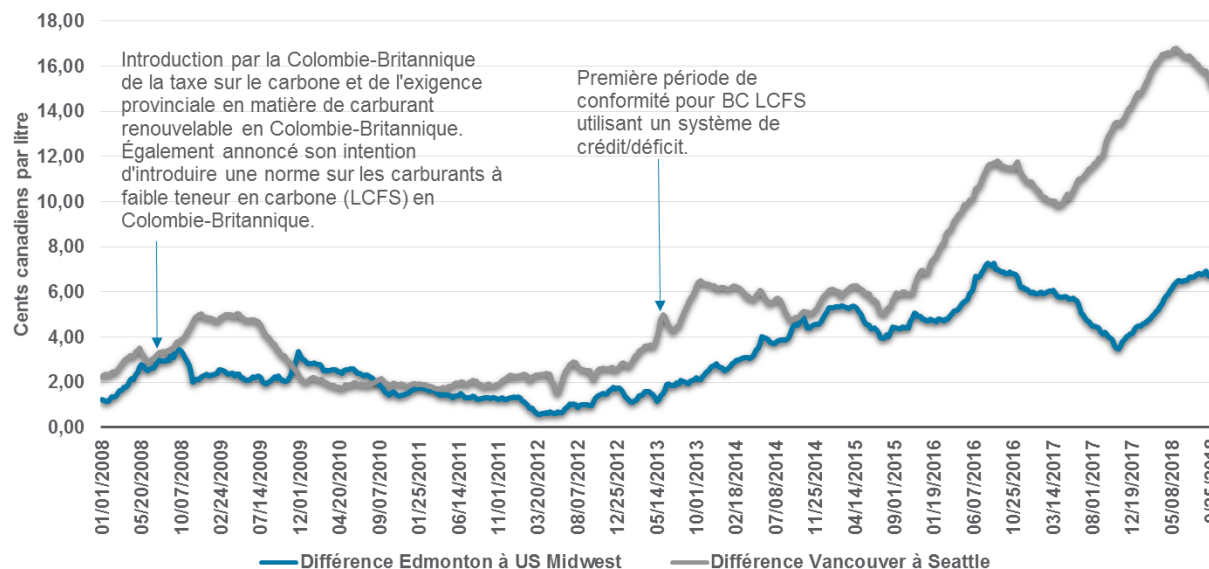


Un autre facteur faisant grimper les prix affichés au dépôt de l'Ouest canadien et les marges de raffinage est la norme de carburant à faible teneur en carbone (LFCS) et son effet sur les prix affichés au dépôt à travers tout l'Ouest canadien. Un programme tel que LFCS peut avoir un impact sur les prix du produit raffiné en imposant des coûts sur l'entreprise de raffinage/le grossiste qui sont ensuite passés le long de la chaîne

d'approvisionnement sous forme de prix de gros plus élevés. L'Alberta applique sa propre tarification du carbone par le biais d'une taxe sur le carbone appliquée au niveau du détaillant et ceci a peu d'impact sur les prix de gros ; toutefois, les prix de gros de l'Alberta ont été poussés à la hausse par les prix de gros de la C.-B. plus élevés.

À mesure que les prix de gros en C. B. augmentaient (en partie en raison des coûts rattachés au programme LFCS), ceci a eu l'effet général de pousser à la hausse les prix affichés au dépôt de l'Alberta beaucoup à la façon dont les prix plus élevés dans le Mid West américain peuvent affecter les prix en Alberta. La différence au taux de change ajusté entre les prix affichés au dépôt à Vancouver/Edmonton et leurs marchés américains respectifs a augmenté depuis le début de 2013, suivant des schémas semblables qui s'alignent avec les périodes de conformité et le durcissement causé par le programme LCFS de la Colombie-Britannique. (Figure 6)

Figure 6: Écarts des prix affichés au dépôt de l'essence de l'Ouest canadien sur la moyenne des cours de clôture sur 52 semaines par rapport à leurs marchés américains respectifs, 2008-2018



La situation actuelle dans l'Ouest canadien est semblable à la confluence des facteurs qui ont causé l'augmentation des marges de raffinage dans l'Ouest canadien en 2015, lesquelles se trouvent à avoir été déclenchées par la fermeture de la raffinerie BP Whiting. En 2015, l'escompte entre le WCS et le WTI a augmenté de 5 cents par litre après que la raffinerie BP Whiting se fût mise en mode hors ligne en août 2015, un résultat de la réduction de la demande et l'excédent grandissant du brut de l'Ouest canadien. De façon similaire, l'écart actuel entre le WTI et le WCS a augmenté de 6,5 cents par litre au cours du dernier mois. La différence en 2018 est que les marges de raffinage en expansion avaient déjà été poussées au-dessus des normes saisonnières par l'effet cumulatif du dollar canadien faible et des coûts de conformité rattachés à une mosaïque de réglementations environnementales.

© 2018 Kent Group Ltd

Ceci est une publication de The Kent Group Ltd, pour laquelle nous assumons la pleine responsabilité éditoriale. Nous accueillons volontiers les demandes de la part des médias – contacter M. Jason Parent au 519-672-7000, poste 112. On trouvera un glossaire terminologique et des hyperliens vers des numéros précédents à <http://www.kentgroupltd.com/wp-content/uploads/2014/06/GlossaryAndGuide.pdf>