



**Optimisation des capacités  
pipelinière et ferroviaire  
pour le transport de pétrole  
hors de l'Ouest canadien**  
Avis au ministre des Ressources naturelles  
Mars 2019



Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

Canada

## **Autorisation de reproduction**

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

## **Permission to Reproduce**

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide an indication about whether any application will be approved or not. The Board will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2019

PDF : NE23-201/2019F-PDF  
ISBN 978-0-660-29868-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.  
On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

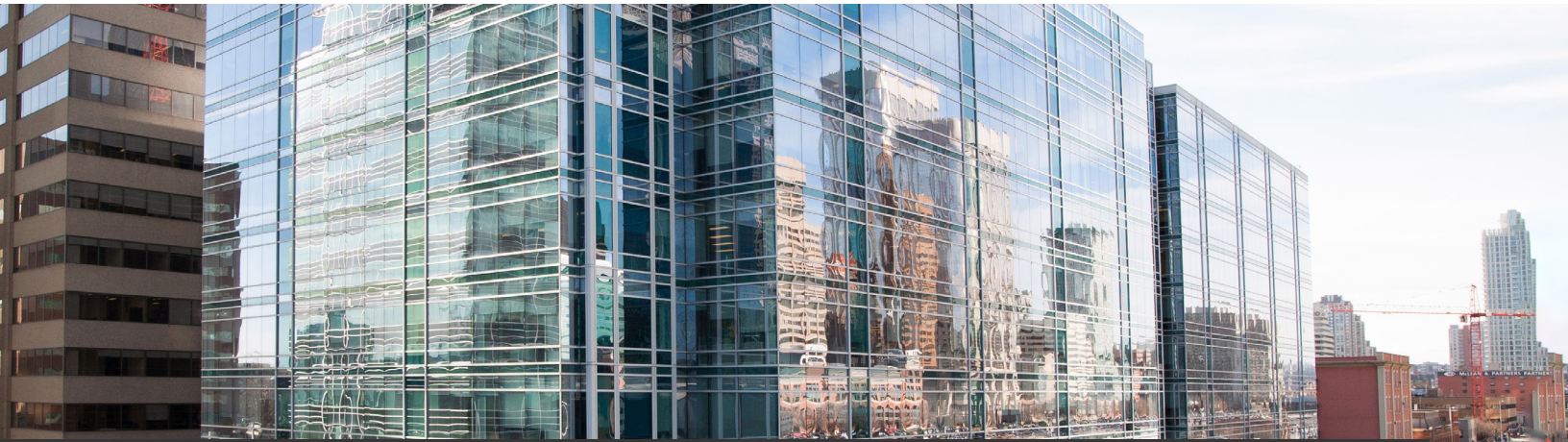
© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2019

PDF: NE23-201/2019E-PDF  
ISBN 978-0-660-29867-2

This report is published separately in both official languages.  
This publication is available upon request in multiple formats.

# Table des matières

A. Avis de l'Office national de l'énergie . . . . .	1
B. Introduction . . . . .	3
C. Marchés. . . . .	4
Prix récents et incidences sur les marchés . . . . .	5
Problèmes liés aux données relatives aux marchés . . . . .	5
D. Capacité pipelinière . . . . .	8
Capacité et utilisation . . . . .	8
Optimisation. . . . .	9
E. Attribution de la capacité pipelinière . . . . .	11
Procédures d'attribution de la capacité pipelinière . . . . .	11
Problèmes actuels dans l'attribution de la capacité pipelinière . . . . .	13
Solutions possibles à la surcommande. . . . .	16
F. Transport de brut par train. . . . .	18
Marchés. . . . .	18
Complexité du transport de brut par train. . . . .	19
Solutions possibles . . . . .	20
G. Solutions à moyen et à long termes . . . . .	21
Transport de bitume non dilué . . . . .	22
Accroissement de la valorisation pour réduire le volume de diluant. . . . .	22
Inversion des pipelines important du diluant pour qu'ils exportent du pétrole brut . . . . .	23
H. Considération. . . . .	24



## A. Avis de l'Office national de l'énergie

Le ministre des Ressources naturelles du Canada a demandé l'avis de l'Office national de l'énergie sur trois questions clés. Les réponses de l'Office sont résumées ici, et plus de renseignements sont donnés dans la suite du rapport.

### **1. Le processus de nomination mensuelle actuelle d'accès à la capacité disponible sur les pipelines fonctionne-t-il convenablement selon les dispositions de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* concernant les « transporteurs publics » et à une utilisation efficace de l'infrastructure pipelinière (par exemple, en mettant aux enchères une capacité d'exportation non sous-traitée à de plus petits producteurs)?**

L'Office indique que les oléoducs acheminant le pétrole brut à l'extérieur de l'Ouest canadien fonctionnent actuellement au maximum de leur capacité, après de récents efforts d'optimisation des sociétés pipelinières et de leurs expéditeurs. Pour accroître le débit de manière importante, il ne suffirait pas d'optimiser davantage les réseaux, il faudrait plutôt en augmenter la capacité. Pratiquement tous les grands projets pipeliniers proposés durant la dernière décennie ont connu des retards imprévus, ce qui explique que la production de pétrole excède actuellement la capacité pipelinière et que de hauts pourcentages de répartition sont nécessaires sur une longue période.

Dans les circonstances actuelles, la procédure de commande mensuelle en vigueur pour les quatre principaux oléoducs d'exportation de brut ne semble pas nuire à l'efficacité opérationnelle. De plus, les renseignements recueillis par l'Office pour préparer le présent document ne révèlent aucun problème de conformité quant aux règles de commande et de vérification précisées dans les tarifs des pipelines réglementés par l'Office, lesquels visent le respect des exigences de transport public. Cependant, les procédés de vérification en vigueur dans l'industrie permettent aux expéditeurs de passer des commandes pour un volume de pétrole supérieur à ce qui peut être fourni. Les producteurs intégrés et les expéditeurs qui possèdent ou ont souscrit une capacité de stockage et de raffinage de pétrole brut sont plus à même d'acquiescer une capacité pipelinière. Ces expéditeurs ont fait certains investissements par le passé qui, dans les conditions actuelles du marché, leur procurent une grande flexibilité dans l'accès à la capacité des oléoducs.

Pendant la consultation, les discussions ont porté en bonne partie sur la méthode actuelle d'attribution de la capacité et sur sa conformité à l'esprit du transport public. L'amélioration du cadre de vérification en place dans toute la chaîne d'approvisionnement pourrait apaiser ces préoccupations, bien qu'il faille recourir à des installations ne relevant pas de l'Office. Tout changement de la façon dont les expéditeurs accèdent à la capacité pipelinière aurait des répercussions importantes sur les marchés et les parties prenantes. Il serait donc nécessaire de consulter ces dernières avant de passer à l'action.

La modification de la procédure de commande ou de vérification en vigueur changerait la distribution de la capacité pipelinière entre les expéditeurs, mais n'accroîtrait pas l'utilisation des réseaux. Un moyen plus direct de résoudre les problèmes d'accès serait d'augmenter la capacité pipelinière.

## **2. Existe-t-il d'autres obstacles à l'optimisation ultérieure de la capacité pipelinière que l'Office national de l'énergie, les gouvernements ou les sociétés pipelinières pourraient résoudre à court et à long termes?**

L'Office indique que plusieurs solutions envisageables pourraient optimiser encore davantage la capacité, mais la plupart nécessiteraient l'apport de changements structureaux au marché, des investissements considérables et beaucoup de temps. Par exemple, la construction d'usines de valorisation partielle pourrait réduire le volume de diluant requis pour le transport du bitume, ce qui libérerait de l'espace dans les oléoducs existants. De plus, l'inversion des canalisations important actuellement du diluant pourrait accroître la quantité de pétrole exporté de l'Ouest canadien. Toutefois, l'incertitude entourant la réalisation de projets d'accroissement de la capacité pipelinière et le moment de leur mise en service se répercute sur l'industrie en entravant les décisions d'investissement pour la conception de solutions de rechange aux oléoducs, comme l'ajout de capacité ferroviaire.

Il est possible que les investisseurs privés hésitent à investir massivement dans des projets qui s'avéreront peut-être non rentables en cas d'augmentation de la capacité pipelinière. Les gouvernements, lorsqu'ils prennent des décisions d'investissement, peuvent cependant avoir des motifs différents de ceux des investisseurs privés, comme la diversification des marchés et l'augmentation de l'emploi et des recettes publiques<sup>1</sup>.

L'Office croit aussi que les gouvernements pourraient favoriser la transparence du marché en recueillant et en publiant sans trop tarder des données non publiques sur celui-ci, de manière à équilibrer les conditions pour toutes les parties concernées.

## **3. Existe-t-il des mesures à court terme pour maximiser davantage la capacité ferroviaire que les gouvernements pourraient adopter pour améliorer la situation actuelle?**

L'Office indique que le transport ferroviaire ne constitue pas une solution idéale pour pallier le manque de capacité pipelinière. Il coûte plus cher de transporter du pétrole brut par train que par oléoduc, un désavantage qui s'accroît lorsque les différentiels de prix rétrécissent. Le processus connexe est aussi généralement plus complexe, demande un long délai de préparation et se répercute sur l'expédition d'autres marchandises. L'incertitude quant à l'échéancier et à l'approbation de projets d'accroissement de la capacité pipelinière entrave les investissements privés dans la capacité ferroviaire. Les gouvernements pourraient simplifier ou coordonner le processus d'organisation du transport par train, particulièrement pour les petites sociétés, qui ne sont pas toujours en mesure de prendre des engagements financiers à long terme. Par contre, toute action politique risque d'avoir des conséquences imprévues, étant donné la complexité du système.

L'Office remercie le ministre de lui avoir donné l'occasion de s'exprimer sur ces questions importantes.

---

1 Le 19 février 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention de louer 4 400 wagons-citernes pour expédier du pétrole brut à l'extérieur de la province. Les expéditions, devant débuter en juillet 2019, devraient accroître la capacité de transport par rail de 120 000 barils par jour d'ici 2020.

## B. Introduction

Le 30 novembre 2018, le ministre des Ressources naturelles du Canada, l'honorable Amarjeet Sohi, a fait parvenir une [lettre](#) à l'Office, lui demandant conseil sur les possibilités d'optimiser davantage la capacité des oléoducs acheminant le pétrole hors de l'Ouest canadien<sup>2</sup>. Cette demande faisait suite aux grands différentiels de prix pour les bruts canadiens dans la dernière moitié de 2018 et à leur incidence sur le pays.

Le 27 décembre 2018, l'Office a publié un rapport, [Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinière](#)<sup>3</sup>.

En janvier 2019, le personnel de l'Office a tenu 30 réunions avec des sociétés pipelinières, des producteurs, des expéditeurs, des associations, des représentants gouvernementaux et d'autres experts dans le but de recueillir leurs vues sur les questions que le ministre a posées dans sa lettre. L'Office remercie les sociétés et organisations suivantes d'y avoir participé et de lui avoir fait part de leur opinion :

- Alberta Energy
- Altex Energy
- ARC Energy Research Institute
- Association canadienne des producteurs pétroliers
- Athabasca Oil Corporation
- BP Canada
- Canadian Natural Resources Ltd.
- Canadien National
- Canadien Pacifique
- Cenovus Energy Inc.
- Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
- ConocoPhillips Canada
- Crescent Point Energy
- Crude Oil Logistics Committee
- Devon Canada Corporation
- Enbridge Inc. pour le réseau principal d'Enbridge
- Explorers and Producers Association of Canada
- Express Pipeline Ltd.
- Gibson Energy
- Institut C.D. Howe
- Japan Canada Oil Sands Limited
- Marathon Petroleum Trading Canada LLC
- MEG Energy Corp.
- Office des transports du Canada
- Suncor Énergie Inc.
- Torq Energy Logistics
- TransCanada Keystone Pipeline
- Trans Mountain Pipeline
- Transports Canada
- Vermillion Energy

Du 27 décembre 2018 au 18 janvier 2019, l'Office a offert une tribune en ligne pour recueillir les commentaires du public; il a en a reçu 16. Outre la tenue de réunions et l'obtention de commentaires, le personnel de l'Office s'est également entretenu avec des conseillers et des universitaires pour compléter ses connaissances aux fins de la préparation du présent rapport.

2 Selon le paragraphe 26(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, le ministre peut demander à l'Office de le conseiller sur des questions liées à l'énergie. Il s'agit d'une fonction distincte des fonctions d'ordre réglementaire de l'Office, dont celles prévues à la partie IV de la Loi relativement au transport, aux droits et aux tarifs.

3 Le rapport est accessible à partir du site Web de l'Office ([neb-one.gc.ca](http://neb-one.gc.ca)).



## C. Marchés

Le rapport [\*Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinière\*](#) publié par l'Office le 27 décembre 2018 présente le contexte des marchés sous-tendant la réponse au ministre. L'Office recommande de lire ce document ainsi que les renseignements contextuels supplémentaires présentés ici.

Sur les marchés mondiaux du pétrole, la compétitivité est grande et les complexités nombreuses :

- divers niveaux de transparence;
- différents types de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés;
- limites quant aux types de pétrole brut que les raffineries peuvent accepter;
- multiples plateformes, contrats et périodes visant les échanges;
- nombreux moyens de transporter les divers bruts et produits raffinés, pouvant tous être limités;
- divers degrés de réglementation du marché par de multiples compétences;
- variation de la dynamique de marché à l'échelle locale et régionale.

Tel qu'il est précisé dans le rapport de décembre dernier, l'Ouest canadien produit beaucoup plus de pétrole qu'il peut n'en consommer ou stocker localement. Le pétrole doit par conséquent être exporté. Le Midwest des États-Unis et la côte américaine du golfe du Mexique, qui comptent parmi les plus importants marchés du pétrole canadien, déterminent les prix que les producteurs canadiens touchent, faisant de ceux-ci des « preneurs de prix ».

## Prix récents et incidences sur les marchés

**Depuis l'automne dernier, on observe un grand rétablissement du prix des pétroles de l'Ouest canadien et une réduction des différentiels avec le West Texas Intermediate (WTI), mais ces améliorations sont principalement dues à la restriction de la production albertaine.**

Le prix du brut canadien s'est rétabli depuis l'automne dernier, moment où le produit de référence le plus courant pour le pétrole canadien, le Western Canadian Select (WCS), dont le prix est établi à Hardisty, en Alberta, se négociait à l'escompte record de plus de 50 \$ US le baril, comparativement au WTI dont le prix est établi à Cushing, en Oklahoma<sup>4</sup>. Les différentiels de prix ont rétréci légèrement à la fin de novembre et au début de décembre, puis de façon plus importante lorsque le gouvernement de l'Alberta a annoncé une restriction de la production. À la mi-janvier, l'escompte entre le WCS et le WTI s'élevait à 7,50 \$ US le baril<sup>5</sup>.

La réduction des différentiels en janvier était bien supérieure à ce à quoi s'attendaient nombre de producteurs, négociants et autres experts de l'industrie. Même si l'approvisionnement a baissé en raison de la réduction obligatoire de la production, les oléoducs demeurent utilisés au maximum de leur capacité et il semble pour l'instant que les volumes stockés sont encore relativement élevés<sup>6</sup>.

Les différentiels actuels entre le WCS et le WTI d'environ 10 \$ US le baril sont inférieurs au coût de transport du brut par train vers les principaux marchés américains du raffinage. En effet, le transport du brut de l'Alberta vers les raffineries américaines atteint généralement entre 15 et 22 \$ US le baril. Les sociétés décident d'utiliser le train lorsqu'elles prévoient des différentiels de cet ordre; elles ont moins tendance à y avoir recours quand les différentiels sont très minces. Les expéditeurs privilégient le moyen de transport le moins coûteux pour leur pétrole : les oléoducs.

## Problèmes liés aux données relatives aux marchés

**L'amélioration des données publiques sur le stockage, le raffinage et l'établissement des prix pourrait accroître l'efficacité des marchés du brut.**

Pour que le transport du pétrole soit efficace, tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement doivent collaborer. Les contrats de transport de pétrole sont tels qu'un baril peut être acheté et vendu plusieurs fois par des négociants et d'autres tiers, avant d'atteindre la raffinerie où il sera traité. Voici les transactions possibles :

- Un producteur vend son pétrole directement à une raffinerie.
- Un producteur intégré alimente sa propre raffinerie.
- Un producteur vend son pétrole à un négociant ou à un autre tiers, qui peut le vendre à d'autres parties dans une série de transactions se terminant à une raffinerie.

---

4 Le 10 octobre 2018, sur la plateforme NGX/CalRock, le WCS se négociait à un escompte de 52 \$ US le baril par rapport au WTI.

5 Le 11 janvier 2019, sur la plateforme NGX/CalRock, le WCS se négociait à un escompte de 7,50 \$ US le baril par rapport au WTI.

6 Divers médias et sources de l'industrie indiquent qu'environ 30 millions de barils de brut seraient actuellement stockés, comparativement à environ 35 millions en décembre.



Les producteurs intégrés ont le choix d'effectuer l'une ou l'autre de ces transactions.

Les gros producteurs (y compris ceux qui sont intégrés) sont parfois dotés de services de marketing qui cherchent les raffineurs à qui vendre la production. Les producteurs peuvent aussi faire affaire directement avec des négociants, qui prennent alors le risque de trouver un autre acheteur, soit un autre négociant, soit une raffinerie. Quelques producteurs, particulièrement les petits, choisissent de payer une entreprise de marketing pour assurer la vente de leur production. Quand le différentiel de prix est grand, il vaut mieux pour les producteurs d'exporter leur brut vers des marchés où le prix est élevé. S'ils n'ont pas accès à de tels marchés, ils ne réalisent qu'un mince profit ou sont forcés de vendre à perte.

Les **producteurs intégrés** sont à la fois producteurs de pétrole et propriétaires de raffineries. Les producteurs non intégrés concluent parfois des contrats à long terme avec les raffineries, afin de se donner des options similaires à celles des producteurs intégrés.

Lorsque peu de renseignements sur les marchés sont disponibles, les différents acteurs du marché ne sont pas toujours capables de prendre des décisions éclairées. Pour certains aspects de la chaîne d'approvisionnement en pétrole de l'Ouest canadien, quelques données sont accessibles publiquement, mais la transparence pourrait être améliorée. Pour d'autres aspects, il est possible d'acheter des séries de données commerciales, souvent sujettes à de sévères restrictions de publication.

Il serait possible de fournir au grand public davantage de renseignements par la publication fréquente et opportune de données transparentes, notamment les suivantes :

- les prix de référence du pétrole au Canada et aux États-Unis, y compris les différentiels, au quotidien;
- la capacité de stockage de pétrole et les stocks, chaque semaine;
- la capacité de transport et de chargement, ainsi que les expéditions de brut par rail, sur une base hebdomadaire ou mensuelle;
- les importations et les exportations de pétrole, tous les mois;
- les commandes et la répartition de la capacité.

L'amélioration des données relatives au raffinage, telles que les intrants pétroliers et les extrants selon le produit, pourrait se révéler utile, en dépit du fait qu'il faudrait traiter les données prudemment, compte tenu de la nature régionale et de plus en plus concentrée du secteur<sup>7</sup>. Bien que la situation commerciale de certains risque d'être menacée par la collecte et la publication d'un plus grand nombre de renseignements sur le raffinage, il serait possible de regrouper les données de manière à atténuer ce risque (p. ex., selon la région).

La publication de plus amples renseignements pourrait aider les intervenants de différentes manières. Par exemple, si les petits producteurs pouvaient savoir que les installations de stockage sont presque pleines ou que certaines raffineries sont hors service, ils pourraient prévoir qu'ils seront incapables de vendre ou de stocker leur produit et ainsi décider de réduire leur production. Les données sur l'état du raffinage de brut et la fermeture temporaire de raffineries faciliteraient aussi la planification pour la plupart des intervenants. Par ailleurs, la publication de données plus détaillées sur la répartition aiderait les producteurs à mieux s'expliquer le volume de pétrole qui leur est « renvoyé<sup>8</sup> » par les expéditeurs soumis à la répartition.

7 À l'heure actuelle, le Canada compte 17 raffineries; il en comptait 19 en 2005 et 28 en 1990.

8 Lire la section E pour en savoir plus sur la façon dont les barils sont « renvoyés » aux producteurs.

La publication d'une quantité accrue de données sur les marchés du pétrole pourrait constituer une amélioration pouvant être apportée à court terme. Certes, rien n'incite la plupart des intervenants sur le marché à publier des données, mais une information plus abondante favoriserait l'efficacité des marchés. Les gouvernements peuvent donc décider d'intervenir, même si le fait de rendre davantage de données publiques risque d'avoir une incidence négative sur les fournisseurs de données commerciales. Les gouvernements provinciaux réglementent leur infrastructure énergétique et pourraient exiger la déclaration de divers niveaux de stocks, des champs aux carrefours. Ils pourraient aussi rendre accessible un ensemble des données sur le prix de l'énergie dont ils se servent pour calculer leurs redevances.

Parce que les marchés pétroliers canadiens et américains sont intégrés les uns aux autres, il pourrait se révéler utile de publier des ensembles de données qui sont similaires à ceux publiés au sud de la frontière. Par exemple, l'Agence d'information sur l'énergie des États-Unis publie les prix quotidiens du pétrole ainsi que des données hebdomadaires sur le stockage et sur les intrants et extrants des raffineries, des renseignements qui sont tous largement utilisés par l'industrie, les gouvernements et le public. Le gouvernement du Canada s'est montré désireux d'offrir aux Canadiens des renseignements supplémentaires sur l'énergie. Statistique Canada a également l'autorisation de recueillir un éventail de renseignements. Par conséquent, le gouvernement canadien pourrait aussi recueillir et publier les renseignements pertinents.



## D. Capacité pipelinière

Les oléoducs d'exportation existants fonctionnent au maximum de leur capacité. Pour accroître le débit de manière importante, il faudrait augmenter la capacité des réseaux actuels et non les optimiser.

### Capacité et utilisation

Le taux d'utilisation moyen<sup>9</sup> des principaux pipelines d'exportation du pays ([réseau principal d'Enbridge](#), [pipeline Keystone](#) et [réseau de Trans Mountain](#)) était de 98 % au quatrième trimestre.

Durant la dernière décennie, plusieurs projets d'oléoducs conduisant hors de l'Ouest canadien ont été proposés, mais bon nombre ont été annulés ou retardés. Le tableau ci-dessous énumère les projets proposés, l'accroissement de capacité prévu en milliers de barils par jour (« b/j »), l'année de mise en service initialement prévue et l'état actuel de chacun.

#### Projets pipeliniers proposés

Projet pipelinier proposé	Augmentation de la capacité (milliers de b/j)	Année de mise en service initialement prévue	État
Keystone XL (TransCanada)	830	2012	La société compte terminer la construction de la partie en sol canadien d'ici 2020. Aux États-Unis, l'échéancier est incertain à cause d'obstacles réglementaires.
Northern Gateway	525	2016	Projet avorté. Le gouvernement du Canada a donné instruction à l'Office de rejeter la demande.
Agrandissement du réseau de Trans Mountain	590	2017	L'Office a recommandé que le projet soit approuvé en février 2019, sous réserve de la décision de la gouverneure en conseil.
Énergie Est	1 100	2017-2018	Demande <a href="#">retirée</a> .
Remplacement de la canalisation 3 (Enbridge)	370	2018	La partie canadienne est en construction et devrait être terminée en 2019. La mise en service et le débit final dépendent de la partie américaine.

<sup>9</sup> La capacité pipelinière disponible varie chaque mois selon plusieurs facteurs, notamment le type de brut transporté, les interruptions imprévues, les travaux d'entretien prévus et imprévus, les contraintes en aval et les restrictions de pression.

La production pétrolière dans l'Ouest canadien augmente de façon constante depuis le début des années 1980. Dans le passé, la capacité des oléoducs a crû en même temps que la production. Elle augmente par bonds avec la construction de nouveaux oléoducs et les agrandissements importants de sorte que le peu de capacité excédentaire sur le marché puisse s'accroître.

Les producteurs, spécialement ceux axés sur les sables bitumineux, ont investi en pensant à long terme et en présumant que la capacité pipelinière accessible serait suffisante. Mais la production de pétrole excède maintenant la capacité des oléoducs, ce qui oblige l'application de pourcentages de répartition; une situation qui devrait durer tant qu'une capacité supplémentaire ne sera pas mise en service. À cause du manque de capacité, il est aujourd'hui difficile de faire sortir le pétrole de l'Ouest canadien, et les prix ont chuté, réduisant considérablement les revenus de certains producteurs et expéditeurs et abaissant les redevances gouvernementales et d'autres revenus.

Il est parfois nécessaire d'utiliser la répartition lorsque les marchés sont temporairement perturbés ou que l'entretien ou les conditions d'exploitation des oléoducs entraînent des contraintes. Elle s'avère aussi parfois nécessaire quand de nombreux producteurs ou expéditeurs cherchent à envoyer leurs produits au marché où les prix sont les plus élevés. Dans le passé, même si les expéditeurs ne parvenaient pas à atteindre leur marché de prédilection, ils pouvaient toujours acquérir une capacité sur d'autres pipelines pour faire transporter leur pétrole hors de l'Ouest canadien. Plus récemment cependant, l'offre de pétrole dans la région dépasse la demande locale, la capacité pipelinière, la capacité ferroviaire et la capacité de stockage. Les expéditeurs n'arrivent donc pas à déplacer leur pétrole.

## Optimisation

**Certains problèmes opérationnels ont entravé l'utilisation des oléoducs par le passé. Cela ne semble pas être le cas aujourd'hui.**

Ces dernières années, les sociétés pipelinières ont augmenté graduellement la capacité et le débit de leurs réseaux. Par exemple, avec la coopération des expéditeurs concernés, Enbridge a amélioré l'ordonnancement de son réseau principal. Pour ce faire, elle a instauré une politique supplémentaire visant à combler l'espace sous-utilisé et augmenté la capacité utilisable par le regroupement de produits (mise en commun de bruts de types similaires), ce qui a amélioré la flexibilité du réseau pour le transport de diverses qualités de brut. Certaines sociétés pipelinières ont également accru la capacité totale par de petits investissements dans de nouvelles installations. Bien que d'autres améliorations opérationnelles soient possibles, il est peu probable qu'elles augmentent tangiblement la capacité des oléoducs à acheminer le pétrole hors de l'Ouest canadien.

### Complexité d'exploitation

Il n'est pas possible d'exploiter de manière soutenue un pipeline à 100 % de sa capacité. Certains réseaux, comme le réseau principal d'Enbridge, sont par nature plus difficiles à exploiter au maximum de leur capacité en raison de leur taille et de la gestion complexe des flux dans de multiples conduites.

### Utilisation de lots

Les oléoducs transportent généralement les produits en lots, parce qu'il faut séparer les différents produits pour tenir la contamination au minimum. Le réseau principal d'Enbridge, par exemple, transporte des dizaines de produits, y compris certains produits pétroliers raffinés. L'utilisation de lots de différents produits complexifie l'établissement des horaires de réception et de livraison, comparativement au transport d'un seul produit. Les sociétés pipelinières ont toutefois atténué certaines inefficiences en optimisant les règles de regroupement de produits, comme l'ont récemment fait Enbridge et ses expéditeurs. Elles pourraient peut-être les optimiser encore davantage, mais il est possible que les expéditeurs n'y consentent pas tous, car ils accordent des valeurs différentes à leurs produits.

## Demandes de modification

Certaines sociétés pipelinières reçoivent en cours de mois un grand nombre de demandes de modification des commandes de la part des expéditeurs, par exemple le changement de la destination. Selon les exploitants d'oléoducs, ces demandes n'ont généralement aucune incidence sur le débit. Par exemple, si le réseau est relié à un grand volume de brut stocké, l'exploitant est moins susceptible de rater une occasion de transporter le pétrole en lots. Le stockage peut par conséquent favoriser l'efficacité opérationnelle d'un pipeline en réduisant le risque de diminution du débit. Les sociétés pipelinières ont aussi la possibilité de refuser les demandes qui nuisent à l'exploitation du réseau. Dans le passé, bien des problèmes découlaient des demandes de modification, mais les sociétés pipelinières les ont en grande partie résolus.

### Stockage du pétrole

Le pétrole s'écoule physiquement des producteurs aux raffineurs de nombreuses façons, et peut être stocké au besoin. On trouve les installations nécessaires à proximité des sites de production, en amont, en réseau avec les pipelines d'amenée et les gros pipelines d'exportation, et en aval, près des raffineries. Grâce au stockage, les sociétés pipelinières sont plus à même d'équilibrer les fluctuations à court terme de l'offre et de la demande sur le réseau. Elles peuvent aussi s'en servir pour retarder la livraison du brut jusqu'à ce que les acheteurs soient disposés à l'acquiescer ou que les prix montent, maximisant ainsi leurs profits.



## E. Attribution de la capacité pipelinière

D'un point de vue opérationnel, la capacité de transport actuelle des oléoducs est utilisée entièrement et de façon efficace.

De nombreux expéditeurs se font concurrence pour accéder à la capacité limitée des oléoducs. Parmi ceux-ci, on trouve des raffineries américaines qui visent à s'assurer un approvisionnement suffisant à leur exploitation, des producteurs cherchant à vendre leurs produits à des prix avantageux dans des marchés d'exportation ainsi que des négociants et d'autres sociétés susceptibles d'acheter le pétrole de diverses parties pour l'acheminer vers des marchés hors de l'Ouest canadien. Si la capacité totale est entièrement utilisée, la façon dont elle est actuellement attribuée entre les expéditeurs préoccupe certains intervenants du marché.

### Procédures d'attribution de la capacité pipelinière

Le tarif établit les procédures que doivent respecter les expéditeurs pour passer des commandes de service de transport, et la forme et le moment de ces commandes. Il précise également les droits et les pouvoirs des sociétés pipelinières quant à la vérification des commandes. L'Office réglemente les tarifs des pipelines qui relèvent de sa compétence, notamment les principaux pipelines d'exportation de l'Ouest canadien, et évalue s'ils sont respectés. Les sociétés pipelinières et les expéditeurs doivent satisfaire aux modalités relatives au service de transport qui y sont énoncées.

#### Procédure de commande

##### **Les expéditeurs ont accès à la capacité pipelinière au moyen de commandes d'expédition de brut sur un oléoduc.**

Les expéditeurs doivent soumettre tous les mois une commande à chaque pipeline ou installation que doit traverser leur pétrole, notamment les pipelines de collecte et d'amenée, les terminaux de stockage et les gros pipelines d'exportation. Dans leur commande, ils doivent préciser le volume et le type de brut qu'ils comptent faire transporter pendant le mois suivant ainsi que les points de réception et de livraison. Il leur faut présenter une

La **répartition** est le pourcentage de réduction appliqué à la commande de chaque expéditeur pour ne pas dépasser la capacité pipelinière non souscrite. Elle est habituellement appliquée également pour tous les expéditeurs intéressés par cette capacité. Par exemple, si l'expéditeur A passe une commande de 100 barils et l'expéditeur B, une commande de 1 000 barils, et que la répartition est de 10 %, l'expéditeur A pourra expédier 90 barils et l'expéditeur B, 900 barils.

Les transporteurs ont recours à la répartition lorsque la demande de capacité non souscrite dépasse la capacité disponible pour un mois donné.

commande pour le [service de transport souscrit \(sous contrat\)](#), s'il est offert, et pour le service de transport non souscrit. De manière générale, tous les pipelines et installations connexes attendent les commandes aux mêmes moments.

Les exploitants déterminent la capacité disponible sur leur oléoduc pour le mois selon les conditions opérationnelles. Ils attribuent d'abord la capacité aux expéditeurs du service souscrit en fonction de leur commande vérifiée<sup>10</sup>, sans dépasser leur capacité souscrite. Toute capacité restante est traitée comme étant non souscrite. Si le reste des commandes la dépasse, la répartition sera appliquée sur l'oléoduc, c'est-à-dire que les expéditeurs ayant passé une commande pour une capacité non souscrite se verront généralement accorder une part proportionnelle de la capacité pipelinière en fonction de leur commande vérifiée.

Une fois que l'exploitant de l'oléoduc a aménagé son horaire d'expédition d'après les commandes acceptées, les expéditeurs peuvent présenter des demandes pour modifier divers aspects de leurs commandes, comme il est exposé à la section D.

## Procédures de vérification

### La vérification vise à confirmer que les expéditeurs sont en mesure de respecter leurs commandes.

Pour s'assurer qu'un expéditeur n'a pas passé de commande pour un volume qu'il est incapable d'acheminer au réseau, la société pipelinière peut exiger la confirmation qu'il dispose d'un approvisionnement suffisant. Elle peut aussi demander une confirmation que l'installation de destination est en mesure de recevoir le volume de la commande.

La vérification n'est pas exigée seulement pour les pipelines réglementés par l'Office; toute installation recevant des commandes d'expéditeurs peut la demander, qu'il s'agisse d'un pipeline d'amenée, d'un terminal de stockage ou d'un pipeline de raccordement en aval. Au cours de ce processus, il est possible que les installations exigent des vérifications des installations en amont et en aval auxquelles elles sont raccordées.

L'Office n'impose pas la vérification des commandes, et il a en général autorisé les sociétés pipelinières à élaborer et à appliquer leurs propres procédures à cet effet. Voici les types de vérifications réalisées par les sociétés pipelinières qu'il réglemente :

- Enbridge utilise trois types de vérification pour son réseau principal. En premier lieu, elle confirme l'approvisionnement en exigeant de chaque expéditeur qu'il présente un certificat, signé par un cadre de son entreprise, attestant qu'il a la capacité et l'intention de fournir les types et volumes de brut en question et que la commande n'a pas été gonflée en prévision d'une répartition. En deuxième lieu, les volumes doivent être vérifiés par l'installation en amont. En dernier lieu, chaque installation de destination en aval doit soumettre tous les mois des affidavits de vérification confirmant qu'elle a la capacité et l'intention de recevoir les volumes de brut qui lui sont destinés selon les commandes.
- Express Pipeline suit dans les grandes lignes les procédures de vérification utilisées pour le réseau principal d'Enbridge, à l'exception de celles relatives au certificat de l'expéditeur et à la vérification des destinations. La majorité des volumes circulant dans son pipeline passent par le pipeline Platte (aux États-Unis) qui y est raccordé. Platte Pipe Line Company répartit la capacité sur son pipeline avant qu'Express Pipeline ne le fasse sur le sien. Conformément aux procédures de vérification de livraison énoncées dans le tarif d'Express Pipeline, les attributions sur le pipeline Platte limitent les commandes qu'Express Pipeline peut accepter de chaque expéditeur.

---

10 La section suivante traite de la procédure utilisée par les sociétés pipelinières pour vérifier les commandes des expéditeurs.

- Trans Mountain procède à différents types de vérification, selon les circonstances. Pour chaque commande, Trans Mountain exige une vérification écrite de l'installation indépendante raccordée en amont qui atteste que l'expéditeur est en mesure de fournir le pétrole pour remplir sa commande. Elle exige aussi une vérification écrite de l'installation de destination indépendante en aval qui atteste qu'il peut retirer ce volume du pipeline. Si l'expéditeur ne peut présenter de vérification en amont ou en aval d'une partie indépendante, Trans Mountain l'oblige alors à lui remettre un certificat signé par un cadre qui constitue à la fois une vérification de l'approvisionnement et de la destination<sup>11</sup>.
- Keystone cherche à vérifier la commande d'un expéditeur (en amont et en aval) seulement lorsqu'elle juge avoir des motifs raisonnables pour le faire, par exemple si un expéditeur n'a pas utilisé toute la capacité qui lui avait été attribuée le mois précédent ou s'il n'a pas averti assez tôt la société qu'il annulait des lots. Cette façon de faire permet à un expéditeur de passer commande pour toute la capacité du pipeline, à condition que la société juge qu'il a les moyens de payer le droit de transport pour le volume attribué.

## Problèmes actuels dans l'attribution de la capacité pipelinière

Les renseignements recueillis par le personnel de l'Office pour préparer le présent rapport n'ont relevé aucune préoccupation concernant la conformité des expéditeurs aux procédures de commande et de vérification qui sont susceptibles de figurer dans le tarif des sociétés pipelinières réglementées par l'Office. Par contre, plusieurs représentants de l'industrie ont exprimé des préoccupations relatives à la façon dont la capacité est attribuée entre les expéditeurs, notamment à l'efficacité des procédures de vérification dans la chaîne d'approvisionnement et à la possibilité que les expéditeurs gonflent leurs commandes.

### Signes de la surcommande

#### Il existe des signes de surcommande sur les quatre principaux oléoducs d'exportation.

Dans le contexte actuel de capacité pipelinière limitée, certains expéditeurs passent des commandes pour un plus grand nombre de barils que ce qu'ils prévoient faire transporter. Bien que les expéditeurs se conforment aux procédures des tarifs réglementés par l'Office, des surcommandes ont été enregistrées pour les quatre principaux oléoducs qui acheminent le pétrole hors de l'Ouest canadien.

À titre d'exemple, en décembre 2018, plus de 13 millions de barils par jour ont été commandés sur les oléoducs qui exportent le pétrole de l'Ouest canadien. Cependant, l'offre totale de pétrole disponible pour l'exportation<sup>12</sup> ce mois-là atteignait environ seulement 5,4 millions de barils par jour.

### Causes de la surcommande

#### Il y a un manque de surveillance intégrée et transparente des procédures de commande et de vérification pour les pipelines et les autres installations.

En gonflant leurs commandes, les expéditeurs accroissent leurs chances de se voir attribuer, après la répartition, la capacité pipelinière qu'ils recherchaient au départ. Ils peuvent aussi obtenir une capacité supérieure à ce dont ils ont besoin et donc une occasion de faire transporter le brut à prix inférieur qui est coincé dans le marché local.

11 Trans Mountain peut aussi exiger que la vérification soit appuyée par l'affidavit d'un cadre, qui prend la même forme que le certificat.

12 Aux présentes, l'offre de pétrole disponible pour l'exportation correspond au volume total du pétrole brut produit et du diluant requis pour que le pétrole lourd puisse être transporté par pipeline ou chargé dans des wagons-citernes, ainsi qu'à l'hypothèse avancée quant aux stocks de brut pouvant être exportés; elle tient aussi compte du pétrole consommé dans l'Ouest canadien..



La vérification peut aider à limiter la surcommande. Si elle est faite efficacement, le volume total visé par les commandes auprès de tous les pipelines d'exportation ne devrait pas excéder la somme du volume de production raisonnablement prévu et du volume pouvant être sensément retiré du stockage au cours d'un mois donné.

Cependant, les procédures en place ne semblent pas restreindre ainsi la surcommande. La situation s'explique en grande partie par le fait que si la chaîne d'approvisionnement du pétrole brut est intégrée sur le plan opérationnel (c'est-à-dire qu'elle facilite le transport du brut du site de production à sa destination finale), la surveillance des commandes et des vérifications n'est pas intégrée dans toutes les installations de la chaîne.

Actuellement, les organismes de réglementation et les gouvernements n'imposent pas la vérification; elle est à la discrétion de chaque exploitant d'installation. Pendant sa consultation des représentants industriels, l'Office a par exemple entendu que l'exploitant d'un des principaux pipelines d'exportation et de nombreux exploitants de pipelines d'amenée et de terminaux en amont ne vérifie pas toujours les commandes des expéditeurs. De plus, aucune exigence ne force les exploitants à suivre des procédures de vérification identiques ou semblables. Le Crude Oil Logistics Committee a produit des lignes directrices en la matière pour les installations en amont des principaux pipelines d'exportation, mais leur efficacité s'est avérée limitée, parce qu'elles ne sont pas obligatoires et qu'aucune autorité n'a pris sur elle jusqu'ici de les faire appliquer.

Par ailleurs, il n'existe pas de système de vérification rigoureux qui contribuerait à garantir que chaque baril de brut produit est visé par des commandes qui l'amèneront ultimement à une seule destination. Le marché et la chaîne d'approvisionnement sont complexes, et un baril peut avoir été acheté et vendu par plusieurs sociétés et avoir traversé diverses installations avant de parvenir à sa destination finale. De ce fait, les sociétés pipelinières réglementées par l'Office se fient aux exploitants d'installations en amont pour leur fournir les données qui serviront à vérifier les commandes des expéditeurs.

Cependant, certains exploitants ne fournissent pas ces données, parfois en raison d'ententes de confidentialité avec les utilisateurs de leurs installations. Cette absence de coordination et de circulation des données entre les installations complique la vérification des commandes pour les sociétés qui exploitent de grands pipelines d'exportation.

Sans données sur les commandes et les vérifications, les exploitants arrivent parfois à déterminer si l'expéditeur a la *capacité physique* de respecter ses commandes. Il peut toutefois leur être beaucoup plus difficile de vérifier s'il a l'*intention* de faire transporter tout le volume commandé. Par exemple, une société qui possède ou a souscrit un espace de stockage peut passer une commande pour tout le pétrole qu'elle a stocké, même si elle ne prévoit pas le déplacer et espère plutôt acheter des produits à coût inférieur juste avant la date du transport. La société pipelinière pourrait juger que l'installation de stockage de l'expéditeur a la capacité de fournir le volume visé par la commande, mais être incapable de confirmer que l'expéditeur ne compte pas utiliser ses volumes stockés pour honorer sa commande.

### **Le Crude Oil Logistics Committee (COLC)**

se compose de plus de 90 organisations, dont des producteurs, des expéditeurs, des sociétés pipelinières, des exploitants de terminaux, des associations de l'industrie, des organismes de réglementation gouvernementaux et des ministères. En 1996, il a élaboré une norme applicable à toute l'industrie concernant les procédures de commande et de prévision de l'offre. Ces procédures se rapportent à toutes les parties en amont des pipelines principaux et des pipelines d'exportation, y compris les exploitants de pipelines de collecte et d'amenée, les expéditeurs et les exploitants de terminaux.

Elles visent à garantir un degré de précision raisonnable dans la prévision de l'offre, l'équilibre de chaque réseau (réception et décharge), la correspondance entre les transferts d'un réseau à un autre, et l'absence de chevauchement ou de lacune dans les données de prévision du volume des différents réseaux.

Au bout du compte, les exploitants de pipelines d'amenée communiquent aux exploitants des grands pipelines d'exportation les prévisions vérifiées de leurs livraisons qui découlent des données sur les prévisions de l'offre et la décharge.

## Incidences de la surcommande

**Dans le cadre des procédures de vérification actuelles, les producteurs intégrés et les expéditeurs qui possèdent ou ont souscrit une capacité de stockage et de raffinage ont plus de facilité à acquérir une capacité pipelinière. La surcommande peut contraindre les producteurs à vendre leur brut à des prix réduits.**

La surcommande a entraîné de hauts pourcentages de répartition et eu plusieurs incidences sur les acteurs de l'industrie pétrolière canadienne.

Tout d'abord, la surcommande a contribué à ce que certains producteurs de l'Ouest canadien vendent leur brut à des prix très bas. Quand les expéditeurs gonflent leurs commandes, la répartition s'accroît. Les contrats existants entre les producteurs et les expéditeurs sont structurés de telle sorte que les expéditeurs peuvent « renvoyer » aux producteurs les barils visés par la répartition. Plus cette dernière est élevée, plus le nombre de barils pouvant être renvoyés est élevé. Cette hausse soudaine et artificielle de l'offre dans le marché local peut faire drastiquement baisser les prix du brut de l'Ouest canadien, surtout lorsque les producteurs n'ont pas accès à assez d'espace de stockage. Ceux-ci obtiennent donc des prix sensiblement réduits pour leur brut.

Les expéditeurs qui ont gonflé leur commande et qui disposent d'une capacité pipelinière supérieure à leurs besoins initiaux peuvent alors acheter le pétrole de l'Ouest canadien à des prix considérablement réduits. Les profits que pourraient engendrer l'achat de barils à ces prix artificiellement bas encouragent les sociétés à acquérir le plus de capacité possible sur les pipelines, ce qui accroît davantage la surcommande.

Ensuite, la surcommande peut influencer sur l'attribution de la capacité entre les expéditeurs. Comme il est mentionné plus haut, les vérifications se limitent en fait à évaluer les capacités physiques des expéditeurs. Certains participants à la consultation de l'Office ont dit croire que les procédures de commande et de vérification en place tendent à favoriser les producteurs intégrés et les sociétés qui possèdent ou ont souscrit une capacité de stockage et de raffinage au Canada et aux États-Unis. En ayant accès à de grandes installations d'exportation, en amont et en aval, ces sociétés peuvent plus facilement prouver qu'elles ont la capacité physique de fournir de grands volumes aux pipelines et de les retirer. En l'absence de vérifications rigoureuses, un expéditeur peut tirer parti de ses investissements dans l'infrastructure pour passer des surcommandes visant au maximum un volume équivalent à sa capacité physique. Plusieurs intervenants du marché ont laissé entendre que cette capacité accrue de surcommande pouvait être injuste et était susceptible d'empêcher les sociétés pipelinières de respecter leurs obligations de transporteur public<sup>13</sup>.

D'un autre côté, les conditions du marché ont des incidences différentes sur les producteurs en amont et les raffineurs en aval. Si les expéditeurs qui possèdent ou ont souscrit une capacité de stockage ont plus de facilité à acquérir une capacité pipelinière dans les circonstances actuelles, ils ont cependant subi des coûts d'approvisionnement élevés dans d'autres conditions du marché, ce qui a profité aux producteurs.

Pendant la consultation de l'Office, certains intervenants du marché ont expliqué que les pratiques de commande et de vérification en vigueur ne sont pas discriminantes, car les expéditeurs ont été libres d'élaborer des stratégies d'affaires et de prendre des décisions d'investissement pour gérer leurs risques et leur exposition à ceux-ci. Selon eux, tous les expéditeurs ont eu la possibilité de se préparer à la période de répartition actuelle en faisant des investissements qui les auraient aidés à acquérir une capacité pipelinière ou en signant des contrats avec des propriétaires d'installations de stockage et de raffinage. Il convient de noter que les petits producteurs n'ont peut-être pas les moyens de réaliser de gros investissements ou de prendre des engagements à long terme.

---

13 Par le passé, l'Office a conclu que les quatre sociétés exploitant les grands oléoducs d'exportation se conformaient à leurs obligations de transporteur public.

## Solutions possibles à la surcommande

Avec les procédures de commande et de vérification actuelles, l'utilisation de la capacité pipelinière est efficace sur le plan opérationnel. Les acteurs de l'industrie s'entendent généralement pour dire que les quatre principaux oléoducs d'exportation sont pleins. La modification des procédures de commande et de vérification changerait la distribution de la capacité entre les expéditeurs, mais n'accroîtrait pas l'utilisation. Elle pourrait cependant réduire le nombre de barils qui sont finalement « renvoyés » aux producteurs à cause de la répartition.

La section précédente indique les problèmes potentiels des procédures de vérification en vigueur, notamment le manque de transparence et de surveillance intégrée entre les différentes installations de la chaîne d'approvisionnement du pétrole brut. Ces problèmes ne se rapportent pas seulement aux pipelines réglementés par l'Office, mais aussi aux installations, sociétés et comportements qui dépassent la compétence de l'Office. C'est pourquoi toute amélioration aux procédures de vérification doit être préparée par toutes les autorités concernées et coordonnée entre elles. L'Office ne peut s'en charger seul.

### Solutions axées sur la vérification

#### Les procédures de vérification sont complexes et relèvent de plusieurs autorités.

Il serait possible d'améliorer les procédures de vérification de diverses façons, allant d'ajustements mineurs à la conception et à l'établissement d'un nouveau cadre de vérification intégré. Ces travaux dépassent le mandat de l'Office relatif à la surveillance des pipelines de ressort fédéral.

Puisque la vérification des commandes est un processus complexe qui recoupe plusieurs compétences, la modifier de façon significative sans une vaste consultation de l'industrie, des gouvernements et des organismes de réglementation risquerait fortement de causer des conséquences non voulues. Par conséquent, il vaudrait mieux élaborer tout changement important en collaboration avec les acteurs de l'industrie ainsi que les gouvernements et organismes de réglementation concernés.

Par conséquent, si le ministre décide qu'il convient d'explorer les changements pouvant être apportés aux procédures de vérification, une bonne première étape pourrait être de tenir une conférence technique pangouvernementale à leur sujet. À cette conférence, devraient participer les producteurs, les négociants, les exploitants de pipelines d'aménée, de terminaux et de grands oléoducs d'exportation, les raffineurs, le COLC, des associations de l'industrie, les organismes de réglementation provinciaux et les gouvernements provinciaux concernés, Ressources naturelles Canada et l'Office.

Voici quelques sujets qui pourraient y être abordés :

- Les buts et objectifs des procédures de vérification.
- La nécessité et le format de règles de vérification qui pourraient être appliquées uniformément à toutes les installations de la chaîne d'approvisionnement du pétrole brut ou à certaines installations clés.
- La nécessité d'obliger toutes les installations à vérifier régulièrement les commandes.
- La façon de faire appliquer les règles de vérification.
- La façon d'améliorer la coordination et la circulation des données entre les exploitants d'installations qui effectuent des vérifications.
- Les avantages et désavantages inhérents aux procédures de vérification existantes et les moyens de les aplanir.

Durant la consultation, les représentants de l'industrie ont fait part au personnel de l'Office d'un certain nombre de propositions générales pour améliorer les procédures de vérification. Il y aurait lieu d'aborder leur faisabilité pendant une conférence technique. Par exemple, le COLC a élaboré une proposition de lignes directrices améliorées relatives à la vérification qui pourraient être appliquées dans toutes les installations en amont des pipelines d'exportation. De nombreux représentants de l'industrie ont soutenu que leur instauration constituerait une amélioration considérable des procédures actuelles, à condition que leur respect soit obligatoire pour toutes les installations et que des mécanismes assurent la conformité au système. La façon de parvenir à une utilisation universelle des lignes directrices et les mécanismes efficaces de surveillance et de mise en application pourraient faire l'objet de discussions lors d'une conférence technique.

Toute solution devrait tenir compte du fait que les différents acteurs de l'industrie ont des opinions divergentes sur les procédures de vérification appliquées dans la chaîne d'approvisionnement. Les procédures de commande et de vérification ne doivent pas nuire aux expéditeurs ont la latitude de mener des activités commerciales pour obtenir les volumes désirés, tout en assurant qu'aucune société les respectant n'est avantagée ou désavantagée de manière démesurée dans l'acquisition d'une capacité pipelinière. Par ailleurs, l'Office devrait se prononcer sur toute modification des procédures de commande ou de vérification qui nécessiteraient une révision des tarifs des sociétés pipelinières sous sa réglementation.

## **Solutions axées sur l'attribution**

### **Au lieu de se fonder sur des procédures de commande et de vérification, l'attribution de la capacité pipelinière pourrait reposer sur d'autres méthodes, en général peu prisées par l'industrie.**

La section précédente porte sur les améliorations possibles des procédures de vérification de l'industrie. Malgré les problèmes décrits plus haut, des acteurs de l'industrie ont dit au personnel de l'Office qu'ils continuaient d'appuyer le système actuel de répartition proportionnelle.

Pendant la consultation des représentants de l'industrie, le personnel de l'Office a discuté de différentes méthodes d'attribution de la capacité non souscrite aux expéditeurs, notamment la vente aux enchères. Ces méthodes de remplacement font en général peu d'adeptes. Quoiqu'elles puissent offrir certains avantages théoriques, leur mise en place présente de nombreux risques économiques et techniques bien réels. Par exemple, il est possible qu'un système de vente aux enchères permette de mieux attribuer la capacité non souscrite aux expéditeurs qui lui accordent la plus haute valeur. Cependant, une telle méthode d'attribution de type « tout ou rien » accroîtrait l'incertitude pour les expéditeurs et les raffineurs, ce qui pourrait perturber les relations contractuelles entre les producteurs, les négociants et les acheteurs en aval, et nuire au fonctionnement efficace des installations et des marchés en aval.

La mise en place de nouvelles méthodes d'attribution nécessiterait probablement l'apport de modifications à tous les tarifs de transport des sociétés pipelinières réglementées par l'Office. Ce dernier devrait statuer sur ces modifications.



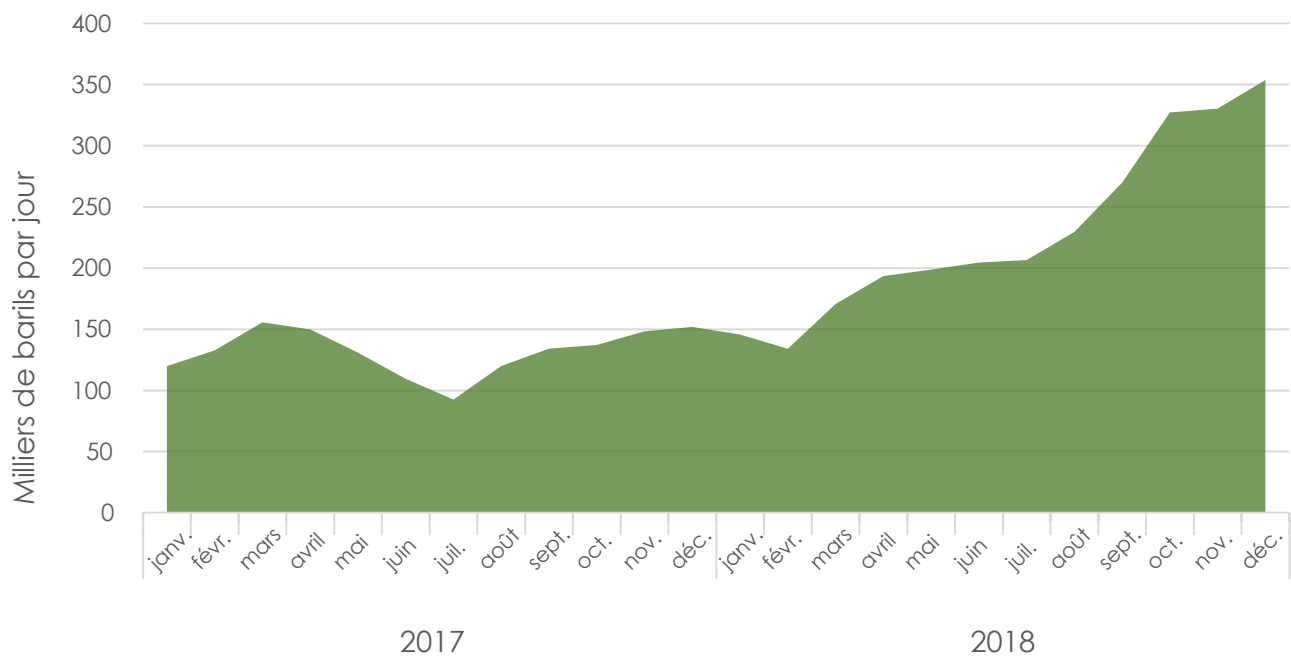
## F. Transport de brut par train

### Marchés

**Bien que les exportations de brut par train se soient accrues en 2018, le mode de transport privilégié est le pipeline.**

Les exportations ont atteint 354 000 barils par jour en décembre 2018. Cependant, des producteurs ont annoncé publiquement une grande réduction du volume déplacé par train en janvier.

Exportations de brut par train



L'infrastructure ferroviaire au Canada fonctionne actuellement au maximum de sa capacité, ou presque, transportant de nombreux produits, dont le pétrole brut ne représente qu'une petite partie. La capacité de transport de brut par train est fonction de nombreux facteurs, dont la disponibilité des wagons-citernes, locomotives, membres d'équipage et voies ferrées, ainsi que de la demande d'expédition d'autres biens.

Pour acheminer par train un baril de brut à des marchés importants des États-Unis, il en coûte généralement entre 15 et 22 \$ US; par oléoduc, on parle plutôt de 5 à 10 \$ US. C'est pourquoi le transport par oléoduc est habituellement privilégié. En général, on choisit le transport ferroviaire pour les gros volumes de brut seulement si la capacité pipelinière disponible est insuffisante et que le différentiel de prix entre le WCS et le WTI est assez grand pour justifier le coût. La demande de transport par train, parce qu'elle dépend grandement des prix, est donc imprévisible.

## Complexité du transport de brut par train

### Le transport de brut par train exige un effort de coordination entre de multiples parties.

La méthode privilégiée pour le transport du brut par train est l'utilisation de trains-blocs. Un train-bloc se compose d'environ trois à quatre locomotives conduisant de 80 à 100 wagons-citernes d'une installation de chargement à une seule destination. Pour faire transporter du brut par train, une société doit pouvoir l'acheminer à une installation de chargement et disposer des wagons nécessaires, et avoir conclu des ententes avec le transporteur ferroviaire propriétaire de la voie ferrée et avec une raffinerie ou un terminal en aval qui possède l'infrastructure requise pour décharger le pétrole des wagons.

Un transporteur ferroviaire peut avoir besoin de 12 à 24 mois pour mettre en service un nouveau train-bloc. Il peut notamment devoir recruter et former des membres d'équipage le long du tracé proposé, acheter des locomotives et parfois construire des voies d'évitement supplémentaires pour répondre au trafic ferroviaire accru. Les délais d'obtention d'équipement sont importants, et la demande pour le transport du brut par train, imprévisible. Il y a aussi une grande incertitude quant aux échéanciers des nouvelles infrastructures pipelinières. Par conséquent, tout investissement visant à accroître le transport du brut par train s'accompagne d'un risque financier considérable.

### Trains-blocs et trains réguliers

Les trains-blocs sont un groupe de wagons qui transportent un seul produit (ici, du pétrole brut) entre deux emplacements, sans autre arrêt. Le délai de livraison étant ainsi réduit, les trains-blocs sont l'infrastructure ferroviaire la plus efficace pour le transport du brut. Ils demeurent donc plus économiques que les trains réguliers lorsque le différentiel de prix du pétrole s'amenuise. Les trains réguliers transportent du brut dans certains wagons et d'autres produits dans d'autres wagons. La livraison demande plus de temps, parce qu'ils font plusieurs arrêts pour charger et décharger leur marchandise. Bien qu'ils soient moins efficaces que les trains-blocs et qu'ils coûtent plus cher à utiliser, les trains réguliers sont peut-être un choix plus viable pour les expéditions peu fréquentes ou de petits volumes.

## Solutions possibles

### **Un accroissement important du transport de brut par train ne serait possible qu'à moyen ou long terme.**

Au Canada, les voies ferrées de transport de marchandises fonctionnent généralement au maximum de leur capacité, surtout pendant la saison de récolte des céréales. Pour accroître de manière importante leur capacité de transport de brut à longueur d'année, il faudrait donc investir à long terme dans la construction de nouvelles voies. On parle ici d'un processus s'étendant sur plusieurs années, dont au moins une ou deux pour achever les processus réglementaires et d'émission de permis nécessaires. De plus, les terrains pourraient manquer, particulièrement dans les grands centres urbains.

Il s'écoulerait probablement une à deux années entre les investissements, par l'industrie ou le gouvernement, visant l'achat de wagons et de locomotives ou la formation de nouveaux équipages et l'entrée en service de ceux-ci, en raison du temps requis pour fabriquer l'équipement et recruter du personnel.

Il est important de noter que malgré un accroissement de la capacité de transport de brut par train, le différentiel de prix du pétrole demeurera le principal facteur déterminant le volume qui sera ainsi transporté. Son imprévisibilité signifie que tout investissement dans l'infrastructure ferroviaire de transport de brut pourrait s'accompagner d'un risque important pour les producteurs canadiens, qui sont des preneurs de prix. Les gouvernements peuvent cependant avoir des priorités différentes de celles des investisseurs privés, comme la diversification des marchés et l'augmentation de l'emploi et des recettes publiques.



## G. Solutions à moyen et à long termes

### **Des échéanciers prévisibles et des politiques claires aideraient les intervenants du marché à prendre des décisions.**

Lorsque les politiques sont nébuleuses ou que les résultats et échéanciers des processus et projets liés à l'infrastructure de transport du pétrole sont incertains, il est difficile de prendre des décisions d'investissement, notamment concernant les dépenses en capital pour une nouvelle production ou la commercialisation et le transport du pétrole. Une plus grande certitude entourant les projets d'accroissement de capacité pipelinière aiderait les intervenants du marché à prédire la mise en service de ces infrastructures et leur capacité, ce qui leur permettrait de négocier des contrats de transport ferroviaire pour la période intérimaire.

L'offre de données claires sur les dates de fin de construction et de mise en service des réseaux pipeliniers proposés pourrait constituer un objectif à court terme. Il est cependant probable que certains éclaircissements soient difficiles à fournir, surtout pour les réseaux faisant l'objet de processus réglementaires complexes et multidimensionnels.

En l'absence d'un accroissement de la capacité pipelinière, on pourrait envisager d'apporter d'importants changements ou ajouts d'infrastructure. La présente section traite de diverses options à moyen et long terme. De telles solutions seraient toutefois coûteuses et longues à mettre en œuvre; elles nécessiteraient l'obtention d'approbations réglementaires et pourraient se révéler non rentables avec l'ajout de capacité pipelinière.

### **L'amélioration des données sur les marchés pourrait aider les intervenants et les décideurs politiques à prendre, à court terme, des décisions au sujet d'investissements et de mesures à moyen et long terme.**

Les décisions d'investissement et de politique sont fondées sur les renseignements disponibles au moment où elles sont prises. L'amélioration des données publiées sur les marchés pourrait aider les intervenants et les décideurs politiques à prendre des décisions éclairées, notamment des décisions à court terme au sujet d'ajouts de capacité supplémentaire à moyen et long terme. L'amélioration des données sur les marchés pourrait également contribuer à rendre les règles du jeu plus équitables pour les intervenants sur le marché, qu'ils soient petits ou grands, lorsqu'ils doivent prendre des décisions ayant une incidence à moyen et long terme.

Tel qu'il a été mentionné précédemment, il serait utile de publier davantage de données. Il pourrait aussi être utile de recueillir des données et de les communiquer à des groupes restreints, au moment opportun, même s'il n'est pas prévu de rendre ces données publiques. Par exemple, des données pourraient être transmises en toute confidentialité à des organismes de réglementation et autres.



## Transport de bitume non dilué

### **Il serait possible d'augmenter la capacité ferroviaire de transport de bitume en expédiant du bitume non dilué.**

S'il était possible d'expédier le bitume non dilué par train, la capacité de transport de bitume augmenterait de 43 à 100 %, selon la quantité de diluant autrement utilisée<sup>14</sup>. Le bitume non dilué n'est pas considéré comme une marchandise dangereuse dans le réseau ferroviaire. Les expéditeurs pourraient donc se servir de nombreux types de wagon.

Toutefois, il faudrait construire des installations de chargement de wagons-citernes à proximité des sites de production du bitume, ou des unités de récupération du diluant pour retirer ce dernier du bitume dilué déjà acheminé à Edmonton ou à Hardisty par pipeline. Il faudrait aussi doter les raffineries d'installations leur permettant de recevoir le bitume non dilué, comme des unités de chauffage pour décharger le bitume des wagons ainsi que des unités pour rediluer et mélanger le bitume avant son traitement. Il a aussi été proposé de transporter le bitume naturel sous forme de granules ou de balles, ou enveloppé dans un sac.

Dans l'ensemble, ces solutions demanderaient un investissement important et une infrastructure pouvant nécessiter plusieurs années de construction.

## Accroissement de la valorisation pour réduire le volume de diluant

### **Si un volume accru de bitume était valorisé en un produit de meilleure qualité, le volume de diluant requis pourrait diminuer, ce qui libérerait de l'espace dans les pipelines existants.**

En 2018, le Canada a exporté environ deux millions de barils par jour de bitume dilué. Si un plus grand volume de bitume naturel était entièrement valorisé en pétrole brut synthétique (équivalent d'un pétrole léger de haute qualité)<sup>15</sup> ou partiellement valorisé en pétrole sulfureux moyen ou lourd, le recours au diluant serait moindre, ce qui libérerait de l'espace dans les pipelines existants.

Les usines de valorisation entière et partielle représentent de lourds investissements et nécessitent plusieurs années de processus d'approbation et de construction. À l'heure actuelle, aucune des [technologies de valorisation partielle proposées](#) n'est utilisée à des fins commerciales. Un promoteur a indiqué qu'il pourrait exécuter d'ici la fin de 2022 un projet pilote commercial de valorisation partielle de 45 000 barils de bitume par jour, au coût d'environ un milliard de dollars. Le gouvernement de l'Alberta a récemment octroyé une subvention et un prêt à un projet de valorisation partielle de 77 500 barils par jour près d'Edmonton<sup>16</sup>.

L'un des avantages des usines de valorisation partielle, comparativement aux usines de valorisation entière, est la production de pétrole sulfureux moyen ou lourd, un produit recherché par les raffineries américaines qui traitent actuellement du pétrole lourd canadien. À l'inverse, la production accrue de pétrole brut synthétique devrait concurrencer la production américaine croissante de pétrole léger. Il est probablement plus judicieux de valoriser, entièrement ou partiellement, le bitume que de raffiner entièrement un plus grand volume de pétrole en Alberta, où les marchés des produits raffinés sont déjà bien approvisionnés.

Dans le cas où la capacité pipelinière augmenterait, les usines de valorisation partielle pourraient rester inutilisées s'il est plus coûteux de les exploiter que de simplement diluer du bitume. Les gouvernements pourraient prendre ce type de risque d'investissement afin d'atteindre des objectifs politiques.

14 Un baril de bitume dilué contient habituellement de 30 % (condensats) à 50 % (pétrole brut synthétique) de diluant, selon le moment de l'année, qui a une incidence sur la quantité requise. Le pétrole brut lourd classique doit normalement être dilué avec un baril de pétrole brut dilué contenant de 8 % à 20 % de diluant.

15 Plus d'un million de barils de pétrole brut synthétique sont produits chaque jour en Alberta.

16 Annonce du gouvernement de l'Alberta le 22 janvier 2019.

## Inversion des pipelines important du diluant pour qu'ils exportent du pétrole brut

**Le Canada importe actuellement un grand volume de diluant par deux pipelines. Si ceux-ci étaient inversés, le pays pourrait augmenter ses exportations de pétrole brut.**

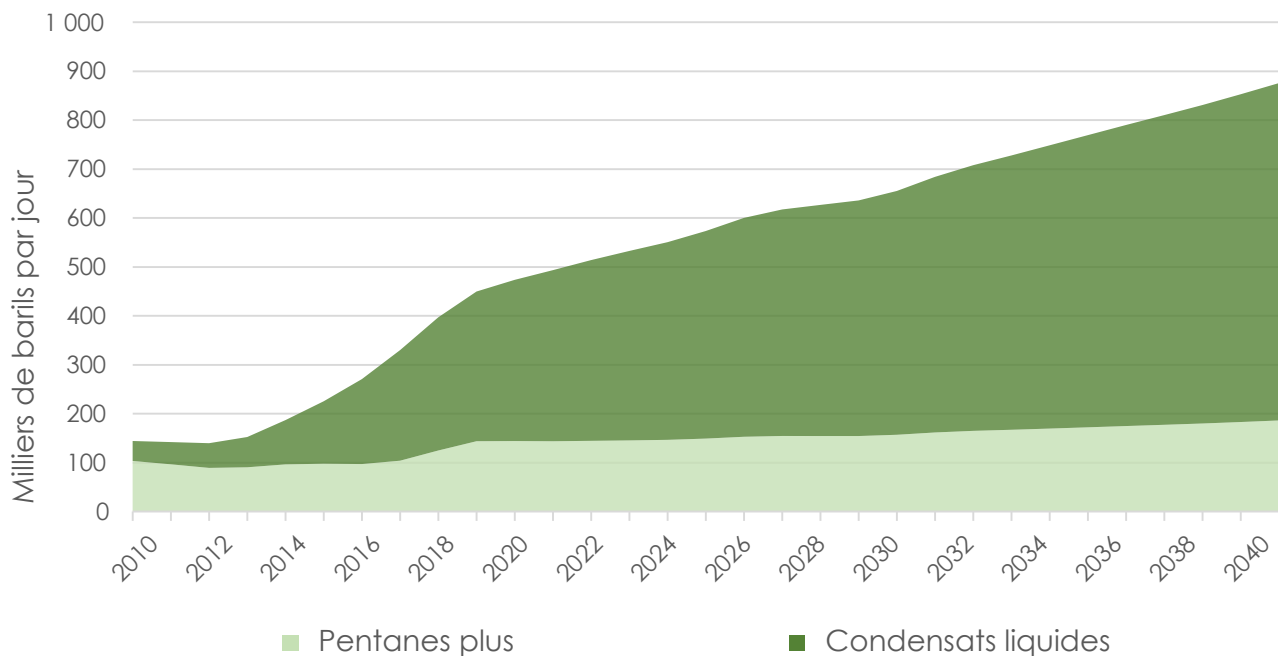
Il importe de noter que les hydrocarbures servant à diluer le bitume doivent être achetés. L'Ouest canadien produit [un volume considérable de condensats et de pentanes plus](#), qui sont utilisés comme diluants. Ce n'est toutefois pas suffisant pour répondre à la demande, et le pays importe actuellement 215 000 barils par jour de diluant sur les pipelines Southern Lights d'Enbridge et Cochin de Kinder Morgan.

Si ces sociétés décidaient d'inverser l'un ou l'autre de ces pipelines, ceux-ci pourraient servir à exporter du brut de l'Ouest canadien vers l'Illinois, un marché qui consomme déjà un grand volume de brut canadien. L'inversion nécessiterait plus d'un an de travail, sans compter le temps d'obtention des approbations réglementaires requises.

Cette décision aurait cependant des répercussions sur le marché du diluant de l'Ouest canadien : les prix du diluant et les coûts d'exploitation des producteurs de sables bitumineux augmenteraient considérablement. La production nationale de condensats et de pentanes plus a crû de plus de 100 000 barils par jour depuis 2017 en raison de la mise en valeur de gaz naturel riche en liquides. Selon cette donnée, une année de croissance de la production serait suffisante pour remplacer en grande partie le débit dans le pipeline Southern Lights, et deux années, pour remplacer la plus grande partie du diluant importé sur les deux pipelines. Le graphique ci-dessous présente la prévision de l'offre de condensats et de pentanes plus dans l'Ouest canadien selon le rapport [Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#). La production de gaz naturel dépend toutefois en partie des prix du gaz naturel, et l'augmentation de l'offre de diluant pourrait ne pas se concrétiser comme prévu.

Par ailleurs, l'inversion d'un pipeline nécessiterait plusieurs approbations réglementaires des États-Unis et du Canada, lesquelles demandent du temps et ont des répercussions politiques.

Offre de condensats et de pentanes plus dans l'Ouest canadien





## H. Considération

**Lorsque les marchés ou les règles changent, les intervenants du marché doivent s'ajuster, parfois de façons imprévisibles.**

Le présent rapport expose un certain nombre de préoccupations soulevées par les intervenants du marché du brut de l'Ouest canadien ainsi que des pistes de solution. Au moment d'évaluer l'incidence de toute mesure gouvernementale, il faut se rappeler qu'il est impossible de prédire tous les résultats. Les acteurs du marché créent des modèles d'affaires et prennent des décisions d'investissement en fonction des conditions prévues (comme l'offre, la demande et l'infrastructure) et des règles commerciales (comme les politiques, les lois, les règlements et les exigences des tarifs pipeliniers et ferroviaires). Lorsque les conditions ou les règles changent, les sociétés peuvent s'adapter de manières difficiles à prévoir.

Par conséquent, il faut peser chaque mesure avec soin. Il y aurait aussi lieu de tenir de vastes consultations des parties prenantes de l'industrie, des organismes de réglementation et de tous les ordres de gouvernement. Pour réaliser bon nombre des mesures, il serait également nécessaire de suivre un processus réglementaire pour qu'un organisme de réglementation, comme l'Office, apporte des modifications réglementaires ou rende une décision.

