



ENBRIDGE INC.
RAPPORT DE GESTION
31 décembre 2018

RUBRIQUE 7. RAPPORT DE GESTION

INTRODUCTION

Le rapport de gestion qui suit est fondé sur la section *Information prospective*, la partie I, rubrique 1A *Facteurs de risque* et nos états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant à la partie II, rubrique 8 *États financiers et données supplémentaires* du présent rapport annuel sur formulaire 10-K et doit être lu en parallèle avec ceux-ci.

SIMPLIFICATION DE LA STRUCTURE D'ENTREPRISE

Le 17 mai 2018, nous avons annoncé quatre propositions non obligatoires distinctes aux conseils d'administration respectifs des entités que nous détenons à titre de promoteur, soit Spectra Energy Partners, LP (« SEP »), Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEM ») et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») (collectivement, les « entités détenues à titre de promoteur »). Ces propositions visent l'acquisition, sous forme d'opérations de regroupement distinctes, de la totalité des titres de capitaux propres en circulation de ces entités que nous ne détenons pas en propriété véritable.

Le 24 août 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu avec SEP une entente définitive aux termes de laquelle nous ferions l'acquisition de toutes les parts ordinaires publiques en circulation de SEP à raison de 1,111 de nos actions ordinaires pour chaque part ordinaire de SEP. L'opération a été conclue le 17 décembre 2018 et nous avons par conséquent fait l'acquisition de toutes les parts ordinaires publiques en circulation de SEP et SEP est alors devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge Inc. (« Enbridge »). L'opération est évaluée à 3,9 G\$ en fonction du cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de New York (« NYSE ») le 14 décembre 2018.

Le 18 septembre 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu des ententes définitives avec EEP et EEM aux termes desquelles nous ferions l'acquisition de toutes les parts ordinaires de catégorie A publiques en circulation d'EEP et de toutes les actions publiques en circulation cotées en bourse d'EEM. Les porteurs de parts publics d'EEP recevront 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque part ordinaire de catégorie A d'EEP détenue et les actionnaires publics d'EEM recevront 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque action cotée en bourse d'EEM détenue. Les opérations ont été réalisées le 20 décembre 2018. Par suite de la conclusion de l'opération visant EEP, nous avons acquis toutes les parts ordinaires de catégorie A publiques en circulation d'EEP et cette dernière est devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge. Par suite de la conclusion de l'opération visant EEM, nous avons acquis toutes les actions publiques en circulation cotées en bourse d'EEM et cette dernière est devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge. Les opérations visant EEP et EEM sont évaluées à respectivement 3,0 G\$ et 1,3 G\$ selon le cours de clôture de nos actions ordinaires à la NYSE le 19 décembre 2018.

Le 18 septembre 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu une entente définitive avec ENF aux termes de laquelle nous ferions l'acquisition de toutes les actions ordinaires publiques émises et en circulation d'ENF à raison de 0,735 action ordinaire d'Enbridge et d'un paiement en trésorerie de 0,45 \$ pour chaque action ordinaire d'ENF. La clôture de l'opération a eu lieu le 8 novembre 2018, et nous avons par conséquent fait l'acquisition de toutes les actions ordinaires publiques émises et en circulation d'ENF et ENF est alors devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge. Exclusion faite de la tranche au comptant, l'opération est évaluée à 4,5 G\$ en fonction du cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de Toronto le 7 novembre 2018.

MONÉTISATION D'ACTIFS

Actifs d'énergie renouvelable

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu la vente à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (l'« OIRPC ») d'une participation de 49 % de l'ensemble de nos actifs d'énergie renouvelable au Canada, d'une participation de 49 % dans deux actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis et de 49 % de notre participation dans le projet éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent, tous deux actuellement en construction en Allemagne (collectivement, les « actifs d'énergie renouvelable »). Le produit au comptant total de l'opération se chiffre à 1,75 G\$. De plus, l'OIRPC financera sa participation proportionnelle du solde des dépenses en immobilisations dans le cadre du projet éolien extracôtier Hohe See. Nous conservons une participation de 51 % dans les actifs d'énergie renouvelable et nous continuerons d'assurer la gestion et l'exploitation de ces actifs et de fournir des services administratifs connexes.

Midcoast Operating, L.P.

Le 1^{er} août 2018, nous avons réalisé la vente de Midcoast Operating, L.P. et de ses filiales (collectivement, « MOLP ») à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) pour un produit au comptant total de 1,4 G\$ (1,1 G\$ US).

Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Le 4 juillet 2018, nous avons conclu avec Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels des ententes visant la vente de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en contrepartie d'un montant au comptant d'environ 4,3 G\$. Des ententes distinctes ont été conclues pour les installations actuellement assujetties à la réglementation provinciale et celles soumises à la réglementation fédérale. Le 1^{er} octobre 2018, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation provinciale pour un produit d'environ 2,5 G\$. La vente des installations sous réglementation fédérale devrait se conclure vers le milieu de 2019 pour un produit d'environ 1,8 G\$.

Entreprise d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick

Le 4 décembre 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu une entente définitive visant la vente d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Société en Commandite et Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. (collectivement, « EGNB ») à Liberty Utilities (Canada) LP, filiale détenue en propriété exclusive par Algonquin Power et Utilities Corp., pour un montant au comptant de 331 M\$. La clôture de l'opération demeure conditionnelle à la réception des approbations réglementaires et au respect d'autres conditions de clôture habituelles, qui devraient avoir lieu en 2019.

Pour plus de précisions sur le produit de nos activités de monétisation d'actifs dont il est question plus haut, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement – Provenance et affectation des flux de trésorerie*.

DÉCISION DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO SUR LA FUSION

Le 30 août 2018, nous avons reçu la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CÉO ») approuvant la demande de fusion d'Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et d'Union Gas Limited (« Union Gas »). Le 15 octobre 2018, nous avons annoncé que nous irions de l'avant avec la fusion d'EGD et d'Union Gas, laquelle devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2019. La fusion a été réalisée le 1^{er} janvier 2019 et, depuis cette date, la société issue de la fusion poursuit ses activités sous le nom d'Enbridge Gas Inc. (« EGI »).

APPROBATION PAR LA MINNESOTA PUBLIC UTILITIES COMMISSION DU PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AUX ÉTATS-UNIS

Le 28 juin 2018, la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») a approuvé la délivrance d'un certificat de nécessité (le « certificat ») et le tracé du pipeline (l'« approbation du tracé ») pour la construction du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (le « programme L3R aux États-Unis ») dans l'État du Minnesota. L'approbation du tracé sanctionne notre tracé privilégié moyennant des modifications mineures et certaines conditions. Pour de plus amples détails, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.

POLITIQUE MODIFIÉE DE LA FERC SUR LE TRAITEMENT DES IMPÔTS

Le 15 mars 2018, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a modifié sa politique de longue date et a annoncé qu'elle ne permettrait plus aux sociétés en commandite principales de récupérer une provision pour impôt pour les actifs pipeliniers interétatiques dont les droits sont fondés sur le coût du service. L'annonce de l'énoncé de politique révisé s'accompagnait de ce qui suit : i) un avis de projet de réglementation préconisant que les gazoducs interétatiques déposent une seule fois un rapport visant à quantifier l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral et l'incidence de l'énoncé de la politique révisé sur chaque pipeline; et ii) un avis d'enquête sollicitant des commentaires sur la façon dont la FERC devrait aborder les changements liés au cumul des passifs d'impôts reportés et à l'amortissement supplémentaire.

Nous détenons des oléoducs et des gazoducs aux États-Unis par le truchement d'un certain nombre de structures de propriété. Nous avons réagi à l'annonce de la FERC au sujet de l'allégement fiscal, directement et par l'entremise des associations de l'industrie, pour exprimer notre opposition à la modification de la politique de la FERC et solliciter une nouvelle audience. Le 27 avril 2018, la FERC a publié une ordonnance sur les droits pour disposer de plus de temps pour étudier les questions soulevées lors de la nouvelle audience. Les annonces de la FERC ont influé négativement sur les sociétés en commandite principales en général.

Le 18 juillet 2018, la FERC a établi une ordonnance : 1) rejetant toutes les demandes de nouvelle audience relativement à son énoncé de politique révisé du 15 mars 2018 en précisant que l'énoncé de politique révisé n'établit pas une règle contraignante, mais qu'il est plutôt l'expression d'une politique générale que la Commission entend suivre à l'avenir; et 2) fournissant des directives stipulant que si une société en commandite principale ou tout autre pipeline intermédiaire aux fins de l'impôt élimine la provision pour impôt de son coût du service conformément à l'énoncé de politique révisé de la FERC, le cumul des passifs d'impôts reportés (« CPIR ») sera également supprimé de son coût du service et les pipelines faisant partie d'une société en commandite principale pourraient aussi supprimer les montants accumulés antérieurement dans le CPIR. En termes d'énoncé de politique générale, la FERC envisagera une autre application de la provision pour impôt et l'application de la politique sur le CPIR au cas par cas.

Il existe nombre d'incertitudes en ce qui a trait à la mise en application des mesures adoptées récemment par la FERC, y compris la possibilité de résultats différents en raison d'un dossier tarifaire ou de contestations de la part de clients. Nous prévoyons que l'élimination de nos sociétés en commandite principales, en raison de l'acquisition de nos entités détenues à titre de promoteur, permettra à tous les pipelines pertinents, que nous détenons à 100 %, d'être admissibles à une provision pour impôts.

RÉFORME FISCALE AMÉRICAINE

Le 22 décembre 2017, les États-Unis ont promulgué la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA » ou la « réforme fiscale américaine »). Comme nous l'avons déjà indiqué dans notre rapport annuel sur formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 février 2018, nous

avons, pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, constaté des estimations raisonnables pour tenir compte 1) des incidences de la baisse du taux d'imposition sur nos soldes d'impôts reportés et 2) de l'incidence ponctuelle de l'impôt sur le rapatriement. Nous avons effectué les opérations comptables requises aux termes de la réforme fiscale énoncée dans le bulletin SAB 118, mais l'incidence ultime de la loi TCJA, qu'elle soit négative ou favorable, demeure incertaine. Le Trésor américain a formulé en 2018 des lignes directrices approfondies sous forme de proposition de règlements, mais l'incertitude persistera jusqu'à ce que les règlements proposés soient établis de façon définitive.

Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons peaufiné notre calcul du passif réglementaire lié à la loi TCJA, ce qui a donné lieu à une réduction de 30 M\$ du passif réglementaire global. Une autre réduction du passif réglementaire d'un montant de 223 M\$ a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2018 relativement aux dossiers tarifaires déposés qui faisaient en sorte d'éliminer une tranche du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission.

Nous avons comptabilisé une charge fiscale de 43 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 relativement à la disposition intitulée Base Erosion and Anti-abuse Tax (« BEAT »), et nous n'avons comptabilisé aucune provision au titre de la disposition intitulée Global Intangible Low Taxed Income Tax (« GILTI »).

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre		
	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement			
Oléoducs	5 331	6 395	4 926
Transport de gaz et services intermédiaires	2 334	(1 269)	464
Distribution de gaz	1 711	1 390	831
Énergie verte et transport	369	372	344
Services énergétiques	482	(263)	(183)
Éliminations et divers	(708)	(337)	(101)
Amortissement	(3 246)	(3 163)	(2 240)
Charge d'intérêts	(2 703)	(2 556)	(1 590)
Économie (charge) d'impôts sur les bénéfices	(237)	2 697	(142)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(451)	(407)	(240)
Dividendes sur les actions privilégiées	(367)	(330)	(293)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 515	2 529	1 776
Résultat par action ordinaire	1,46	1,66	1,95
Résultat dilué par action ordinaire	1,46	1,65	1,93

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 364 M\$ des actifs dont le rendement ne s'était pas reflété dans le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les deux premiers mois de 2017 en raison du moment de la conclusion de l'opération de fusion par échange d'actions entre Enbridge et Spectra Energy Corp le 27 février 2017 (l'« opération de fusion »).

Après prise en compte de l'apport des résultats additionnels liés à l'opération de fusion, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été désavantagé de 1 600 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant du classement de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente; se reporter à la note 8, *Acquisitions et cessions – Cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- une perte en 2018 de 913 M\$ (701 M\$ après impôts nous revenant) visant MOLP découlant d'une révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente; se reporter à la note 8, *Acquisition et cessions – Cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 894 M\$ (568 M\$ après impôts nous revenant) liée à la juste valeur d'instruments dérivés en 2018, comparativement à un gain de 1 109 M\$ (624 M\$ après impôts nous revenant) au cours de la période correspondante de 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;

- une perte de 154 M\$ (95 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 liée à la canalisation 10 du pipeline de pétrole brut (la « canalisation 10 »), qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente;
- les coûts de l'opération de monétisation d'actifs de 88 M\$ (80 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2018 découlant des activités de cession menées au cours de l'exercice; se reporter à la rubrique *Monétisation d'actifs*;
- l'absence en 2018 d'une économie d'impôts hors trésorerie de 1 936 M\$ (recouvrement d'impôt fédéral de 2 045 M\$, moins une charge d'impôts reportés des États de 109 M\$) découlant de la promulgation de la loi TCJA aux États-Unis en décembre 2017; se reporter à la note 25, *Impôts sur les bénéficiaires*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'absence en 2018 d'une perte de 4 391 M\$ (2 753 M\$ après impôts nous revenant) et de la perte de valeur de l'écart d'acquisition connexe de 102 M\$ constatée en 2017 et résultant du classement des actifs de MOLP comme étant détenus en vue de la vente et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; se reporter à la note 8, *Acquisitions et cessions – Cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- un recouvrement d'impôts reportés de 267 M\$ (196 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 lié à un changement de l'assertion concernant l'investissement dans des actifs de production d'énergie renouvelable au Canada en raison de la vente en instance, ce qui a entraîné une réévaluation du passif d'impôts reportés connexe en fonction du taux d'imposition des gains en capital et de la comptabilisation de l'assiette non comptabilisée antérieurement;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 203 M\$ (181 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, comparativement à 354 M\$ (273 M\$ après impôts nous revenant) pour la période correspondante de 2017;
- l'absence en 2018 de coûts de transaction de 180 M\$ (131 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2017 dans le cadre de l'opération de fusion;
- un recouvrement de 223 M\$ après impôts nous revenant en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission; se reporter à la rubrique *Réforme fiscale américaine*;
- un gain de 63 M\$ après impôts nous revenant en 2018, résultant de l'incidence de la réforme fiscale américaine sur nos actifs du secteur Énergie verte et transport aux États-Unis.

Les gains et pertes hors trésorerie non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés dont il a été question plus haut découlent généralement d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt, les risques de change et les risques liés au prix des marchandises. Ce programme est source de volatilité pour les résultats à court terme du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie réalisés sur les instruments financiers dérivés pour couvrir ces risques. À long terme, nous estimons que notre programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose notre proposition de valeur aux investisseurs.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 222 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs imputable au taux de couverture du change plus élevé utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, à la hausse des droits repères aux termes du TIC et à l'augmentation du débit attribuable à la prise en compte pour l'exercice complet des mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires mis en service en 2017 et 2018;

- l'augmentation du bénéfice attribuable à certaines participations dans des satellites du secteur Transport de gaz et services intermédiaires en raison des marges favorables, des prix favorables liés aux marchandises et de la hausse des engagements en termes de volume;
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution de gaz imputable aux températures plus froides, aux projets d'expansion et à l'augmentation des frais de distribution découlant de la croissance de la base tarifaire;
- l'augmentation du bénéfice du secteur Services énergétiques attribuable à l'élargissement de certains différentiels d'emplacement qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires; ces facteurs ont été annulés en partie par
- la hausse de la charge d'intérêts principalement attribuable aux émissions de titres de créance à long terme en 2017 et au cours de la première moitié de 2018 pour financer les projets d'investissement;
- l'accroissement de la charge d'impôts découlant du bénéfice supérieur attribuable aux facteurs commerciaux décrits ci-dessus.

Le recul du résultat par action ordinaire en 2018 est principalement attribuable à l'accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'environ 297 millions d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2018 dans le cadre de l'achat de titres de nos entités détenues à titre de promoteur (se reporter à la rubrique *Simplification de la structure d'entreprise*), de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé et de l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en tant que contrepartie partielle dans le cadre de l'opération de fusion. Cet effet de dilution a été annulé partiellement par la hausse du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en raison des facteurs mentionnés ci-dessus.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantageusement par l'apport, au cours des dix derniers mois de 2017, d'environ 2 574 M\$ d'actifs dont le rendement n'a pas été reflété dans le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2016 en raison du moment de la conclusion de l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport des résultats additionnels liés à l'opération de fusion, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a diminué de 151 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 4 391 M\$ (2 753 M\$ après impôts nous revenant) et la perte de valeur connexe de 102 M\$ de l'écart d'acquisition résultant du classement de certains actifs comme étant détenus en vue de la vente et leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; se reporter à la note 8, *Acquisitions et cessions – Cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- les coûts des indemnités de cessation d'emploi versés aux salariés et coûts de transition et de transformation de 354 M\$ (273 M\$ après impôts nous revenant) engagés en 2017, comparativement à 82 M\$ en 2016;
- les coûts de transaction de 180 M\$ (131 M\$ après impôts nous revenant) engagés en 2017 pour l'opération de fusion, contre 86 M\$ en 2016;
- l'absence en 2017 du gain de 850 M\$ (520 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisé en 2016 relativement à la cession des actifs du sud des Prairies; ces facteurs ont été atténués en partie par
- une économie d'impôts hors trésorerie de 1 936 M\$ découlant de la promulgation de la loi TCJA aux États-Unis en décembre 2017 (recouvrement d'impôt fédéral de 2 045 M\$, moins une charge d'impôts reportés des États de 109 M\$); se reporter à la note 25, *Impôts sur les bénéfices*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- un gain non réalisé hors trésorerie de 1 109 M\$ (624 M\$ après impôts nous revenant) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2017, comparativement à un gain de 543 M\$ (459 M\$ après impôts nous revenant) pour 2016, qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer les risques liés au change et aux prix des marchandises;

- l'absence en 2017 d'une perte de valeur d'actifs cumulative de 1 561 M\$ (456 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisée en 2016 relativement au projet Sandpiper d'EEP, au projet Northern Gateway et à l'installation ferroviaire Eddystone (« Eddystone Rail »).

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 670 M\$ de la diminution du bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation de la dotation à l'amortissement principalement par suite de la mise en service d'un grand nombre de nouveaux actifs en 2017;
- l'accroissement de la charge d'intérêts en raison principalement du dénouement de certaines couvertures conclues avant l'émission;
- l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2017 par rapport à 2016; cette augmentation s'explique par la hausse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans EEP en 2017 faisant suite aux mesures de restructuration stratégiques prises par EEP;
- l'absence de résultats tirés de certains actifs cédés depuis le troisième trimestre de 2016; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'apport important de notre secteur Oléoducs qui a bénéficié de l'augmentation du débit attribuable principalement aux initiatives d'optimisation de la capacité mises en place en 2017, lesquelles ont eu pour effet de réduire sensiblement la répartition en faveur du service de pétrole brut lourd et permis d'expédier un surcroît de barils de pétrole brut lourd;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- la hausse du bénéfice de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires en 2017 grâce aux produits saisonniers fermes favorables et à l'apport sur un exercice complet des actifs acquis en 2016.

La baisse du résultat par action ordinaire en 2017 est principalement imputable à l'accroissement du nombre d'actions ordinaires par suite de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé, de l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion, de l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 dans le cadre d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 56 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016, ainsi que d'autres émissions trimestrielles intervenues dans le cadre de notre programme de réinvestissement des dividendes. Le bénéfice additionnel provenant des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion a été contrebalancé par certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, mentionnés ci-dessus.

PRODUITS

Nous tirons nos produits de trois principales sources : transport et autres services, ventes liées à la distribution de gaz et ventes de marchandises.

Les produits tirés du transport et des autres services se sont établis à 14 358 M\$, à 13 877 M\$ et à 9 258 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2018, 2017 et 2016; ils sont liés à nos activités de transport par pipeline de pétrole brut et de gaz naturel et tiennent également compte des produits tirés de la production d'électricité provenant de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable et d'électricité. Les produits tirés de nos actifs de transport régis par des accords reposant sur les mécanismes du marché évoluent en fonction des volumes transportés et des droits correspondants pour les services de transport. Pour leur part, les produits tirés des actifs régis par des contrats d'achat ferme reflètent les modalités des contrats sous-jacents visant des services ou une capacité. Les produits tirés des actifs à tarifs réglementés sont quant à eux comptabilisés conformément aux droits établis par l'organisme de réglementation et, dans la plupart des cas, les accords fondés sur le coût du service tiennent compte de notre coût de prestation du service majoré d'un taux de rendement approuvé par l'organisme de réglementation. La hausse des produits tirés du transport et des autres services reflète le débit accru sur nos principaux actifs pipeliniers et les produits supplémentaires tirés des actifs mis en service au cours des deux dernières années.

Les produits générés par les activités de distribution de gaz de 4 360 M\$, de 4 215 M\$ et de 2 486 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2018, 2017 et 2016 sont comptabilisés conformément au mécanisme d'établissement des tarifs prescrit par l'organisme de réglementation. Les produits générés par les activités de distribution de gaz évoluent surtout en fonction des volumes livrés, qui dépendent eux-mêmes des conditions météorologiques ainsi que de la composition et de la consommation de la clientèle et des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation. Le coût du gaz naturel est transféré aux clients à même les tarifs et n'a donc pas d'incidence sur les bénéfices.

Des ventes de marchandises de 27 660 M\$, de 26 286 M\$ et de 22 816 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2018, 2017 et 2016 ont été tirées principalement des activités de nos services énergétiques. Les services énergétiques comprennent l'achat et la vente simultanés de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de liquides de gaz naturel (« LGN ») pour produire une marge correspondant habituellement à une faible fraction des produits bruts. Bien que les produits tirés de ces activités fluctuent en fonction des prix des marchandises, les marges nettes et le bénéfice sont relativement insensibles aux prix des marchandises et témoignent de niveaux d'activité qui dépendent davantage des écarts de prix des marchandises selon l'emplacement, la teneur et le moment que du niveau absolu des prix. Tout risque résiduel lié aux marges sur marchandises fait l'objet d'une surveillance et d'une gestion étroites. Les produits de ces activités dépendent des niveaux d'activité, qui varient d'un exercice à l'autre selon les conditions des marchés et les prix des marchandises.

Nos produits d'exploitation reflètent aussi les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés se rapportant à des contrats de change et à des contrats sur marchandises qui servent à gérer l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix des marchandises. Les incidences comptables évaluées à la valeur de marché créent de la volatilité et influent sur la comparaison des produits à court terme, mais nous estimons qu'à long terme, notre programme de couverture économique assurera la fiabilité des flux de trésorerie et la croissance du dividende.

DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2018, nous avons annoncé une hausse de 10 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,738 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 2,952 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2019.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OLÉODUCS

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	5 331	6 395	4 926

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été avantageusement affecté par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 53 M\$ des actifs dont le rendement ne s'est pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a diminué de 2 197 M\$, en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte hors trésorerie non réalisée de 1 077 M\$ en 2018 liée à la juste valeur d'instruments dérivés, comparativement à un gain de 875 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- une perte de 154 M\$ en 2018 liée à la canalisation 10, qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente;
- un gain de 27 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 72 M\$ en 2017 réalisé à la vente d'un pipeline et contrebalancé par les coûts de cessation liés au projet Sandpiper d'EEP (« Sandpiper »);
- une perte de 27 M\$ en 2018 liée au prolongement du pipeline de Wood Buffalo en raison de la révision de la juste valeur des matériaux excédentaires en fonction du prix de vente estimatif;
- l'absence en 2018 d'un gain de 27 M\$ comptabilisé en 2017 sur la vente du pipeline de produits raffinés Olympic.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 080 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la majoration du taux de couverture du change utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, soit 1,26 \$ en 2018 comparativement à 1,06 \$ en 2017;
- l'accroissement des droits repères moyens du TIC, soit 4,11 \$ en 2018 comparativement à 4,06 \$ en 2017;
- l'accroissement du débit du réseau principal au Canada hors Gretna, qui est passé à 2 631 kb/j en 2018 comparativement à 2 530 kb/j en 2017 grâce à la prise en compte pour l'exercice complet des mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017 et aux approvisionnements accrus;
- l'apport des nouveaux actifs mis en service en 2017, dont le projet d'agrandissement de Wood Buffalo, le réseau pipelinier Norlite et l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken;
- l'accroissement du débit du réseau pipelinier Bakken et du pipeline Waupisoo d'une période à l'autre;
- la hausse des produits tirés du transport découlant des volumes au comptant accrus du pipeline Flanagan Sud imputable à la forte demande de la côte américaine du golfe du Mexique.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport d'environ 285 M\$, au cours des dix derniers mois de 2017, des actifs dont le rendement n'était pas pris en compte dans le BAIIA de 2016 en raison du moment de la conclusion de l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a augmenté de 1 312 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 875 M\$ en 2017 comparativement à un gain de 474 M\$ en 2016, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer les risques liés au change et aux prix des marchandises;
- l'absence en 2017 d'une perte de valeur de 1 004 M\$ comptabilisée en 2016, y compris les coûts connexes des projets, liée à Sandpiper d'EEP et découlant du retrait des demandes réglementaires déposées auprès de la MNPUC en septembre 2016;

- l'absence en 2017 d'une perte de valeur de 373 M\$ comptabilisée en 2016 relativement au projet Northern Gateway par suite de notre conclusion que le projet ne pourrait pas être entrepris comme prévu en raison de la décision du gouvernement fédéral de rejeter la demande visant les certificats de commodité et de nécessité publiques du projet;
- l'absence en 2017 d'une perte de valeur de 184 M\$ comptabilisée en 2016 en ce qui a trait à notre participation de 75 % dans Eddystone Rail, perte liée à la conjoncture de marché qui a influé sur les volumes transportés par les installations ferroviaires;
- le gain de 72 M\$ enregistré sur la vente d'un pipeline, annulé en partie par les coûts pour la liquidation d'un projet lié à Sandpiper d'EEP; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'absence en 2017 du gain de 850 M\$ comptabilisé en 2016 relativement à la cession des actifs non essentiels du sud des Prairies.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 128 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus faible des actifs du milieu du continent, imputable essentiellement à la baisse des produits tirés des services de stockage à forfait et à la vente du réseau pipelinier Ozark au premier trimestre de 2017;
- l'apport moindre découlant de la vente des actifs du sud des Prairies en décembre 2016;
- l'augmentation des coûts d'exploitation du réseau pipelinier de Lakehead (« réseau de Lakehead »), y compris les coûts de mise en application de la convention de règlement signée par EEP concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B (l'« ordonnance sur consentement ») approuvée par le département de la Justice des États-Unis en mai 2017;
- l'incidence défavorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen inférieur, soit 1,30 \$ en 2017 comparativement à 1,32 \$ en 2016, y compris l'incidence des règlements dans le cadre de notre programme de couverture du change; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'apport des nouveaux actifs mis en service, dont le projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux et le réseau Norlite, et de l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken mis en service en juin 2017;
- l'augmentation du débit sur le réseau principal au Canada hors Gretna, soit 2 530 kb/j en 2017 comparativement à 2 405 kb/j en 2016, en raison des mesures d'optimisation de la capacité adoptées en 2017;
- la hausse du débit du réseau de Lakehead, qui est passé de 2 574 kb/j en 2016 à 2 673 kb/j en 2017 en raison des mesures d'optimisation de la capacité adoptées en 2017.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

BÉNÉFICE (PERTE) AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	2 334	(1 269)	464

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 570 M\$ des actifs dont le rendement ne s'était pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a augmenté de 2 885 M\$ en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une incidence positive nette de 3 539 M\$ liée à la vente de MOLP en raison de ce qui suit :
 - l'absence en 2018 d'une perte de 4 391 M\$ et la perte de valeur de l'écart d'acquisition connexe de 102 M\$ constatée en 2017 résultant du classement des actifs comme étant détenus en vue de la vente et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; ces facteurs ont été annulés en partie par
 - une perte de 913 M\$ en 2018 résultant d'une nouvelle révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente;
 - une perte de 41 M\$ en 2018 résultant de la vente des actifs;
- un recouvrement de 223 M\$ en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission; se reporter à la rubrique *Réforme fiscale américaine*;
- un ajustement de la quote-part du bénéfice des satellites hors trésorerie de 12 M\$ en 2018, comparativement à 28 M\$ en 2017, lié aux pertes de valeur d'actifs et aux variations de la juste valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite, DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »);
- un gain de 34 M\$ en 2018 résultant de la vente des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel;
- un gain hors trésorerie non réalisé de 24 M\$ en 2018, comparativement à une perte de 1 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la juste valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- l'absence en 2018 des coûts d'inspection et de réparation de pipeline de 26 M\$ constatés en 2017, principalement en raison de l'incident de Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern ») survenu en 2017; ces facteurs ont été annulés en partie par
- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente;
- les coûts de l'opération de monétisation d'actifs de 20 M\$ comptabilisés en 2018 découlant de la cessation des opérations de couverture de matières premières de MOLP.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 148 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport des actifs mis en service en 2018, y compris les pipelines NEXUS, Valley Crossing, High Pine et Wyndwood;
- l'apport des actifs mis en service au deuxième semestre de 2017, dont Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), le prolongement vers le sud, Adair Southwest et le projet d'expansion Lebanon;
- l'augmentation des marges de fractionnement à notre coentreprise Aux Sable imputable à la hausse des prix des LGN et à l'intensification de la demande;
- l'incidence favorable du service garanti saisonnier et du service interruptible de notre coentreprise Alliance résultant de l'élargissement des différentiels de base;
- l'accroissement du bénéfice de notre coentreprise DCP Midstream LP attribuable aux prix avantageux des marchandises et aux volumes accrus.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport, au cours des dix derniers mois de 2017, d'environ 2 557 M\$ des actifs dont le rendement n'était pas pris en compte dans le BAIIA de 2016 en raison du moment de la conclusion de l'opération de fusion. Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour l'exercice précédent, les résultats d'exploitation des nouveaux actifs comprennent un bénéfice plus élevé provenant principalement de projets d'expansion des affaires sur les réseaux de transport Algonquin Gas Transmission, Sabal Trail et Texas Eastern.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a diminué de 4 287 M\$ en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 4 391 M\$ et la perte de valeur connexe de 102 M\$ de l'écart d'acquisition résultant du classement des actifs de MOLP comme étant détenus en vue de la vente et leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; ce facteur est en partie annulé par
- une perte non réalisée hors trésorerie de 1 M\$ en 2017 comparativement à une perte de 139 M\$ en 2016, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer les risques liés au change et aux prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 3 M\$ de la diminution est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la diminution des prix des marchandises qui a eu une incidence sur le volume de production dans des régions desservies par certains de nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis; ce facteur est en partie annulé par
- les produits saisonniers fermes favorables de notre coentreprise Alliance résultant de l'élargissement du différentiel de base;
- l'apport des usines de gaz Tupper Main et Tupper West acquises en avril 2016;
- la hausse des marges de fractionnement sous l'effet de l'augmentation des prix des LGN et de la demande accrue provenant de notre coentreprise Aux Sable;
- la hausse des volumes provenant de nos actifs extracôtiers et le bénéfice accru de certains pipelines en coentreprise.

DISTRIBUTION DE GAZ

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 711	1 390	831

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 180 M\$ des actifs d'Union Gas dont le rendement ne s'est pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a diminué de 26 M\$ en raison de certains facteurs commerciaux inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 6 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 16 M\$ en 2017 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite Noverco Inc. (« Noverco »);
- un ajustement négatif de la quote-part du bénéfice de notre satellite Noverco de 9 M\$ en 2018 imputable à la réforme fiscale américaine;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 12 M\$ en 2018, comparativement à 5 M\$ en 2017.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 167 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du bénéfice de 47 M\$ d'une période à l'autre attribuable aux températures plus froides enregistrées dans nos zones de service assuré par une concession, comparativement à la période correspondante de 2017;

- l'augmentation du bénéfice tiré des projets d'expansion et l'accroissement des charges de distribution découlant surtout de la majoration de la base tarifaire et de l'élargissement de la clientèle.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantage par l'apport, au cours des dix derniers mois de 2017, d'environ 545 M\$ des actifs d'Union Gas dont le rendement n'était pas pris en compte dans le BAIIA de 2016 en raison du moment de l'opération de fusion. Une comparaison avec les résultats antérieurs à l'opération de fusion des exercices précédents révèle que les résultats d'exploitation d'Union Gas ont surtout profité de produits d'exploitation plus élevés provenant du transport tirés du projet d'agrandissement Dawn-Parkway, de l'optimisation accrue de la capacité de stockage et de hausses des tarifs de livraison; ces incidences positives ont été partiellement neutralisées par des coûts d'exploitation plus élevés.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a augmenté de 14 M\$ en raison de certains facteurs commerciaux inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 16 M\$ en 2017 comparativement à une perte de 6 M\$ en 2016 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de Noverco;
- les températures supérieures à la normale observées en 2017, qui ont fait diminuer le BAIIA de 15 M\$, contre 18 M\$ en 2016; ces facteurs ont été en partie annulés par
- l'absence en 2017 des autres ajustements au titre de la réglementation de 17 M\$ comptabilisés par Noverco en 2016.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	369	372	344

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 59 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 20 M\$ en 2018 résultant de la vente de 49 % de notre participation dans l'installation éolienne extracôticière Hohe See et son agrandissement subséquent;
- une perte de valeur d'actifs de 22 M\$ en 2018 résultant de notre participation dans NRGreen Power Limited Partnership liée à l'installation de récupération de chaleur de Chickadee Creek, en Alberta;
- une perte de 25 M\$ en 2018 résultant de notre part des pertes subies par notre satellite Rampion Offshore Wind Limited, principalement attribuables à la réparation et à la remise en état des câbles endommagés; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'absence en 2018 d'une perte de 9 M\$ constatée en 2017 à la suite de la vente d'un placement.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 56 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des ressources éoliennes et la diminution des frais d'exploitation aux installations éoliennes au Canada et aux États-Unis;
- l'apport du projet éolien extracôtier Rampion, qui a commencé à produire de l'électricité en novembre 2017 et qui est devenu pleinement opérationnel au deuxième trimestre de 2018;

- un gain net de 11 M\$ provenant d'un règlement d'arbitrage à nos installations éoliennes au Canada.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA a augmenté de 4 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- l'absence en 2017 d'une perte de 13 M\$ comptabilisée en 2016 découlant d'une perte de valeur liée à des placements; ce facteur a été annulé en partie par
- une perte de 9 M\$ résultant de la vente d'un placement constatée en 2017.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 24 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des ressources éoliennes aux installations éoliennes au Canada et aux États-Unis;
- l'apport des nouveaux projets éoliens américains mis en service en 2016 et en 2017.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

BÉNÉFICE (PERTE) AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	482	(263)	(183)

Le BAIIA du secteur Services énergétiques dépend des conditions du marché, et les résultats pour une période donnée peuvent ne pas être représentatifs de ceux des périodes futures.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le BAIIA a augmenté de 526 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 408 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 200 M\$ en 2017, ce qui reflète la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises; ce facteur a été annulé en partie par
- une perte hors trésorerie de 93 M\$ en 2018 attribuable à une réduction de valeur des stocks en fonction du coût ou de la valeur de marché, selon le moindre des deux montants.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 219 M\$ de l'augmentation est principalement imputable à l'accroissement du bénéfice tiré des activités canadiennes et américaines au sein du secteur Services énergétiques à certains emplacements de pétrole brut en raison de l'élargissement des différentiels d'emplacement en 2018, ce qui a rehaussé les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA a augmenté de 2 M\$ en raison principalement d'une perte non réalisée hors trésorerie de 200 M\$ en 2017 comparativement à une perte de 205 M\$ en 2016, ce qui reflète la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 82 M\$ de la diminution est principalement imputable à la baisse de rendement des activités canadiennes et américaines des Services énergétiques en raison de la baisse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de LGN et de la compression des différentiels de qualité en 2017, ce qui a limité les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

PERTE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Perte avant intérêts, impôts et amortissement	(708)	(337)	(101)

L'unité Éliminations et divers comprend des charges d'exploitation et d'administration et l'incidence du dénouement de couvertures du change qui ne sont attribués à aucun secteur d'activité. Elle englobe également les activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels à des fins générales et rend compte d'une partie des synergies réalisées à la suite de l'intégration des fonctions administratives dans le cadre à l'opération de fusion.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017

Le BAIIA a diminué de 430 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- une perte hors trésorerie non réalisée de 256 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 417 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur de marché découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 68 M\$ comptabilisés en 2018; ces coûts ont été annulés en partie par
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 152 M\$ en 2018, comparativement à 292 M\$ en 2017;
- l'absence en 2018 de coûts de transaction comparativement aux coûts de 174 M\$ comptabilisés en 2017 dans le cadre de l'opération de fusion.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 59 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- les synergies attribuables à l'intégration de certaines fonctions centrales; ces synergies ont été annulées en partie par
- une perte réalisée de 219 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 184 M\$ en 2017 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA a diminué de 315 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- les coûts de transaction de 174 M\$ engagés en 2017, par rapport à 81 M\$ en 2016, pour l'opération de fusion;
- les coûts des indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés ainsi que les coûts de transition et de transformation de 292 M\$ engagés en 2017 contre 92 M\$ en 2016;
- les coûts de mise en valeur des projets de 23 M\$ en 2017; ces facteurs ont été en partie compensés par
- une perte de change intersociétés non réalisée hors trésorerie de 29 M\$ en 2017 comparativement à une perte de 43 M\$ en 2016 aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 79 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement à une perte réalisée de 173 M\$ en 2017 comparativement à une perte de 281 M\$ en 2016 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel de nos projets garantis sur le plan commercial, par secteur d'exploitation.

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue	
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
OLÉODUCS						
1	Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada	100 %	5,3 G\$	4,1 G\$	En construction	S2 - 2019
2	Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis	100 %	2,9 G\$ US	1,0 G\$ US	Pré-construction ³	S2 - 2019
3	Projet de pipeline Gray Oak	22,8 %	0,6 G\$ US	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	S2 - 2019
4	Autres – États-Unis ⁴	100 %	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	Essentiellement terminé	S2 - 2019
5	Autres – Canada ⁵	100 %	0,4 G\$	0,1 G\$	Divers stades	S1 - 2019
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES						
6	Atlantic Bridge	100 %	0,6 G\$ US	0,5 G\$ US	En construction	S1 - 2020
7	NEXUS	50 %	1,3 G\$ US	1,1 G\$ US	Achevé	En service
8	Projet de fiabilité et de maintenabilité	100 %	0,5 G\$	0,5 G\$	Achevé	En service
9	Gazoduc Valley Crossing	100 %	1,6 G\$ US	1,6 G\$ US	Achevé	En service
10	Programme Spruce Ridge	100 %	0,5 G\$	0,1 G\$	Pré-construction	S2 - 2020
11	Programme d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,1 G\$	Pré-construction	S2 - 2021
12	Autres – États-Unis ⁶	100 %	2,7 G\$ US	1,1 G\$ US	Divers stades	2019 - 2023
13	Autres – Canada ⁷	100 %	0,6 G\$	0,6 G\$	Achevé	En service
ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT						
14	Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	0,8 G\$ (0,37 G€)	0,6 G\$ (0,3 G€)	Achevé	En service
15	Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement ⁸	25 %	1,1 G\$ (0,67 G€)	0,6 G\$ (0,4 G€)	En construction	S2 - 2019
16	Autres – Canada	25 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 - 2021

1 Ces montants sont des estimations qui pourraient être révisées à la hausse ou à la baisse, en fonction de divers facteurs. Selon le cas, les montants représentent notre part des projets en coentreprise.

2 Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 décembre 2018.

3 La construction du tronçon du projet au Wisconsin est terminée, tel qu'il est indiqué plus loin. Le reste du projet est à l'étape préalable à la construction.

4 Comprennent le prolongement de la canalisation 61 du réseau principal de Lakehead. La date estimative de mise en service sera ajustée pour coïncider avec la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.

5 Comprennent le projet de raccordement à la canalisation 45 de 0,1 G\$ de Cheecham mis en service au deuxième trimestre de 2018.

6 Comprennent la canalisation latérale extracôtière de 0,2 G\$ US de Stampede mise en service au premier trimestre de 2018, le projet de location à bail de 0,2 M\$ US de Texas Eastern Appalachian mis en service au quatrième trimestre de 2018, le projet d'agrandissement de 0,4 M\$ US du réseau T-South et le projet pipelinier Pomelo Connector entrés en service au quatrième trimestre de 2018.

7 Comprennent l'agrandissement de 0,4 G\$ du pipeline High Pine et celui de 0,2 G\$ du pipeline Wyndwood, tous deux mis en service au premier trimestre de 2018.

8 À la clôture de la vente de nos actifs d'énergie renouvelable, notre participation a été ramenée à environ 25 %. Se reporter à la rubrique Monétisation d'actifs.

Les risques liés à la réalisation et à l'achèvement des projets de croissance sont décrits à la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

OLÉODUCS

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service en 2019 :

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada** – remplacement de la canalisation de pétrole brut existante entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba. Le programme L3R au Canada assurera la restauration de la capacité initiale de 760 000 b/j. Cet ajout d'environ 370 000 b/j renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle de l'ensemble du réseau, rehaussera la souplesse et nous permettra d'optimiser le débit en provenance de l'Ouest canadien jusqu'à Superior, dans le Wisconsin. La construction a commencé au début d'août 2017 et est presque achevée.
- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis** – remplacement de la canalisation 3 de pétrole brut existante entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin. Le programme L3R aux États-Unis renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau principal, rehaussera la souplesse du réseau et nous permettra d'optimiser le débit sur le réseau principal. Le programme L3R devrait permettre d'atteindre la capacité initiale d'environ 760 000 b/j. Le tronçon du programme L3R aux États-Unis situé au Wisconsin est en service. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.
- **Projet de pipeline Gray Oak** – pipeline de pétrole brut reliant l'ouest du Texas à des destinations comprises dans les marchés de Corpus Christi et Sweeny/Freeport. Le pipeline, un projet conjoint avec Phillips 66, pourrait disposer d'une capacité ultime d'environ 900 000 b/j, sous réserve d'engagements supplémentaires de la part des expéditeurs.



Oléoducs

- 1 Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada
- 2 Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis
- 3 Projet de pipeline Gray Oak

—	Actifs en exploitation
—	Projets de croissance

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été mis en service en 2018 :

- **NEXUS** – réseau de gazoducs qui relie le réseau de l'est du Texas en Ohio au carrefour Dawn d'Union Gas, en Ontario, en passant par Vector Pipeline L.P., d'une capacité d'environ 1,5 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »). Le projet a été mis en service en octobre 2018.
- **Projet de fiabilité et de maintenabilité** – projet de gazoduc qui vise à améliorer le rendement du tronçon sud du réseau de British Columbia (« BC ») Pipeline pour soutenir la charge de base accrue imposée au réseau. Le projet comportait l'ajout de nouveaux compresseurs à trois stations de compression situées le long du réseau de gazoducs et la mise à niveau des points de croisement existants et l'ajout de nouveaux points de croisement à des endroits stratégiques. Le projet a été mis en service en août 2018.
- **Gazoduc Valley Crossing** – gazoduc reliant le carrefour Agua Dulce, au Texas, jusqu'à un raccordement extracôtier faisant partie du projet Sur de Texas-Tuxpan. Ce projet permettra au Mexique de répondre à ses besoins croissants de centrales au gaz grâce à une capacité pouvant atteindre 2,6 Gpi³/j. Le projet a été mis en service en octobre 2018.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service en 2020 :

- **Atlantic Bridge** – agrandissement des réseaux de transport Algonquin Gas Transmission visant le transport de 133 Mpi³/j de gaz naturel jusqu'en Nouvelle-Angleterre. L'agrandissement consiste principalement à ajouter des stations de comptage, à remplacer un gazoduc au Connecticut et au Massachusetts, à rehausser la capacité de compression au Connecticut ainsi qu'à ajouter une nouvelle station de compression au Massachusetts. Les stations de comptage ont été mises en service en 2017 et en 2018. La partie du projet située au Connecticut a été mise en service au quatrième trimestre de 2017. La partie du projet située dans l'État de New York a été partiellement mise en service en novembre 2018 et devrait être pleinement en service au premier trimestre de 2019; nous commencerons alors à en tirer des produits supplémentaires. En raison du retard des autorisations au Massachusetts, le calendrier révisé prévoit une mise en service de la partie située au Massachusetts au premier semestre de 2020.
- **Programme Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc de BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. jusque dans le nord de la Colombie-Britannique, ce qui comprend le projet de doublement Aitken Creek et le projet d'agrandissement Spruce Ridge. Ensemble, les projets fourniront une capacité additionnelle pouvant atteindre 402 Mpi³/j. Compte tenu des retards dans le processus réglementaire, la mise en service du programme est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2020.

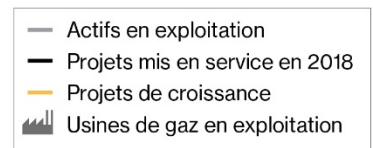
Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait être mis en service en 2021 :

- **Programme d'agrandissement du réseau T-South** – programme d'agrandissement du gazoduc du réseau T-South de Westcoast Energy Inc. qui fournira une capacité additionnelle d'environ 190 Mpi³/j au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine. Compte tenu des retards dans le processus réglementaire, la mise en service du programme est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2021.



Transport de gaz et services intermédiaires

- 6 Atlantic Bridge
- 7 NEXUS
- 8 Projet de fiabilité et de maintenabilité
- 9 Gazoduc Valley Crossing
- 10 Programme Spruce Ridge
- 11 Programme d'agrandissement du réseau T-South



ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant a été mis en service en 2018 :

- **Projet éolien extracôtier Rampion** – projet éolien situé au large des côtes du Sussex, au Royaume-Uni, constitué de 116 turbines, qui produiront environ 400 MW d'électricité. Nous détenons une participation effective de 24,9 %, la Green Investment Bank plc du Royaume-Uni détient une participation de 25 % et E.ON SE détient la participation restante 50,1 % dans le projet; ce dernier a été conçu et est construit par E.ON Climate & Renewables UK Limited, filiale d'E.ON SE. Le projet éolien extracôtier Rampion s'appuie sur les produits tirés d'un programme de certificat d'obligations renouvelables à prix fixe du Royaume-Uni et sur un accord d'achat d'énergie d'une durée de 15 ans. Le projet, qui a commencé à produire de l'électricité en novembre 2017, a atteint sa pleine capacité opérationnelle au deuxième trimestre de 2018.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait être mis en service en 2019 :

- **Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement** – projet éolien situé au large des côtes de l'Allemagne, dans la mer du Nord, qui produira environ 497 MW d'électricité, et 112 MW de plus après la réalisation de l'agrandissement. Le projet éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement seront réalisés dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'installation à forfait qui seront signés avec d'importants fournisseurs. Ce projet et son agrandissement sont appuyés par un mécanisme de soutien des produits de 20 ans réglementé par le gouvernement.



Projets de croissance

- 14 Projet éolien extracôtier Rampion
- 15 Projet éolien extracôtier Hohe See

	Ligne de transport d'électricité en exploitation
	Projets éoliens mis en service en 2018
	Actifs éoliens en exploitation
	Actifs solaires en exploitation
	Projets de croissance – Éolien

PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

La MNPUC a approuvé le certificat et le permis pour le tracé et a rejeté les requêtes de réexamen des décisions. Toutes les conditions rattachées au certificat ont été satisfaites et les mesures nécessaires sont en train d'être prises. De plus, une entente a été conclue avec la bande de Fond du Lac des Chippewas du lac Supérieur qui accorde une nouvelle servitude de 20 ans sur leur réserve pour le réseau principal au complet, y compris le projet de remplacement de la canalisation 3. Les autres demandes de permis ont été présentées aux divers organismes fédéraux et étatiques, y compris le United States Army Corps of Engineers (l'« Army Corps »), le département des Ressources naturelles du Minnesota, l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota et d'autres organismes d'État du Minnesota.

Nous prévoyons que les organismes traiteront toutes ces demandes au cours des mois qui viennent et la mise en service du projet est toujours prévue d'ici la fin de 2019, en presumant l'obtention des approbations en temps voulu.

ANNONCES D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

Nous avons annoncé les projets suivants, mais ils n'ont pas encore rempli nos critères pour être classés comme étant garantis sur le plan commercial.

OLÉODUCS

- **Projet de chargement extracôtier Texas COLT** – le projet de chargement extracôtier Texas COLT facilitera le chargement direct des très gros pétroliers au large de Freeport, au Texas. Le projet prévoit un terminal, un pipeline extracôtier de 42 pouces, une plateforme et deux structures d'amarrage à point unique procurant une connectivité à tous les bassins d'approvisionnement clés en Amérique du Nord. Il s'agit d'un projet conjoint avec Kinder Morgan Inc. et Oiltanking dont la mise en service est prévue pour 2022.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

- **Eolien Maritime France SAS** – participation de 50 % dans Eolien Maritime France SAS (« EMF »), société française de développement de l'énergie éolienne en mer, détenue conjointement par EDF Energies Nouvelles, filiale d'Électricité de France S.A. EMF possède les permis visant trois installations éoliennes extracôtieres de grande envergure qui produiront ensemble 1 428 MW. Le développement de ces projets est soumis à l'obtention d'une décision d'investissement finale et à l'approbation des organismes de réglementation, dont le calendrier n'est pas encore déterminé avec certitude.

Nous comptons en outre sur un large éventail de travaux d'aménagement visant d'autres projets dont la progression n'est toutefois pas assez avancée pour qu'ils soient rendus publics.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à notre stratégie de croissance, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement et de leur envergure. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de notre volonté, notamment la volatilité des marchés financiers découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre des stratégies et des plans financiers visant à nous assurer que nous disposons de liquidités suffisantes pour répondre à nos besoins d'exploitation normaux et à nos besoins en capitaux futurs. À court terme, nous comptons généralement avoir recours à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation et à l'émission de billets de trésorerie ou à des prélèvements sur nos facilités de crédit, de même qu'au produit de placements sur les marchés des

capitaux, pour financer nos obligations à leur échéance, nos dépenses en immobilisations et les remboursements de notre dette, ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Nous prévoyons de disposer de liquidités suffisantes au moyen de facilités de crédit confirmées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières nous permettant de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recours aux marchés des capitaux.

Notre programme de financement est périodiquement mis à jour en fonction de l'évolution des besoins en capitaux et de la situation des marchés financiers; il cerne diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres.

ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

Nous veillons à pouvoir accéder facilement aux marchés des capitaux, sous réserve des conditions du marché, grâce à la tenue à jour de prospectus de base permettant l'émission de titres de créance à long terme, d'actions et d'autres formes de titres à long terme lorsque les conditions des marchés sont attrayantes. Conformément à notre programme de financement et à la simplification de la structure d'entreprise, nous avons réalisé les émissions suivantes en 2018 :

Entité	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>		
Enbridge Inc.	Actions ordinaires ¹	12 727 \$
Enbridge Inc.	Billets subordonnés à taux fixe-variable en \$ US	1 450 \$ US
Enbridge Inc.	Billets subordonnés à taux fixe-variable	750 \$
Texas Eastern Transmission, LP	Billets de premier rang	800 \$ US

¹ Dans le cadre de l'acquisition d'entités détenues à titre de promoteurs; se reporter à la rubrique Simplification de la structure d'entreprise.

Facilités de crédit, notations et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et pour atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, nous maintenons notre accès à des fonds par le truchement de nos facilités de crédit bancaire confirmées et nous gérons activement nos sources de financement bancaire pour optimiser les taux et les autres modalités. Le tableau ci-après présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2018.

31 décembre	Échéance	2018		
		Total des facilités	Prélèvements ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2019-2023	5 751	2 008	3 743
Enbridge (U.S.) Inc.	2020	1 932	1 065	867
Enbridge Energy Partners, L.P. ²	2022	2 493	1 044	1 449
Enbridge Gas Distribution Inc.	2019-2020	1 018	760	258
Pipelines Enbridge Inc.	2020	3 000	2 200	800
Spectra Energy Partners, LP ³	2022	3 414	2 065	1 349
Union Gas Limited	2021	700	275	425
Total des facilités de crédit engagées		18 308	9 417	8 891

¹ Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par la facilité de crédit.

² Comprennent des facilités de 253 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2020.

³ Comprennent des facilités de 459 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

Enbridge a résilié une facilité de crédit de 650 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité. De plus, une facilité de crédit de 100 M\$ US inutilisée d'Enbridge est arrivée à échéance.

Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 950 M\$ US échéant en 2019. De plus, Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit de 500 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité.

Une facilité de crédit inutilisée d'EEP de 625 M\$ US est venue à échéance le 31 décembre 2018.

Enbridge Income Fund a substantiellement résilié sa facilité de crédit de 1 500 M\$, dont l'échéance était en 2020, et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité.

Westcoast Energy Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 400 M\$, dont l'échéance était en 2021.

Le 7 février 2019 et le 8 février 2019, nous avons résilié certaines facilités de crédit en dollars canadiens et en dollars américains, notamment des facilités détenues par Enbridge, Union Gas, EEP et SEP. Nous avons également accru les montants disponibles dans le cadre de facilités existantes ou obtenu de nouvelles facilités pour remplacer celles qui ont été résiliées sous Enbridge, Enbridge (U.S.) Inc. et EGI. Par conséquent, le montant disponible total des facilités de crédit a augmenté d'environ 390 M\$ en équivalent de dollars canadiens, converti selon le cours au comptant en date du 31 décembre 2018.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, nous avons à notre disposition des facilités à vue non engagées de 807 M\$, sur lesquelles un montant de 548 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2018. Au 31 décembre 2017, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 792 M\$, sur lesquelles un montant de 518 M\$ était inutilisé.

Le montant net de 9 409 M\$ de nos liquidités disponibles au 31 décembre 2018 comprenait 518 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevions à certaines clauses restrictives. Au 31 décembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives et prévoyons de continuer de nous y conformer.

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'affaires nous ont permis de conserver notre profil de crédit. Nous surveillons et gérons activement nos mesures financières clés dans le but de maintenir une notation de première qualité auprès des grandes agences d'évaluation du crédit et de protéger les modalités avantageuses moyennant lesquelles nous avons accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de notre vigueur financière faisant l'objet d'une gestion serrée sont notamment la capacité à assurer le service de la dette à même les flux de trésorerie d'exploitation et le ratio de la dette sur le capital total. Au 31 décembre 2018, notre ratio de capitalisation de la dette s'élevait à 46,8 %, comparativement à 48,3 % au 31 décembre 2017.

En 2018, nos notations de crédit ont été maintenues comme suit :

- DBRS Limited a confirmé notre notation d'émetteur ainsi que la notation de nos billets à moyen terme et débetures non garanties à BBB (élevée), la notation des billets subordonnés à taux variable différé à BBB (basse), la notation des actions privilégiées à Pfd-3 (élevée) et la notation des billets de trésorerie à R-2 (élevée), avec des perspectives stables dans tous les cas.
- Standard & Poor's Rating Services (« S&P ») a confirmé nos notations de crédit et de la dette non garantie de premier rang à BBB+, la notation des actions privilégiées à P-2 (basse) et la notation des billets de trésorerie à A-1 (basse), et a confirmé les perspectives stables. S&P a également maintenu notre notation à court terme générale à A-2.
- Fitch Rating Services a confirmé la notation par défaut à long terme et la notation de la dette non garantie de premier rang de BBB+, la notation des actions privilégiées de BBB-, la notation des billets subordonnés de deuxième rang de BBB- ainsi que la notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie de F2 avec perspectives stables.

- Le 25 janvier 2019, Moody's Investor Services, Inc. a relevé notre notation d'émetteur et la notation de nos billets non garantis de premier rang de Baa3 à Baa2 et révisé les perspectives pour les faire passer à positives, relevé la notation de nos billets subordonnés de Ba2 à Ba1, la notation de nos actions privilégiées de Ba2 à Ba1 et la notation des billets de trésorerie d'Enbridge (U.S.) Inc. de P-3 à P-2.

Nous investissons nos liquidités excédentaires dans des placements du marché monétaire à court terme de première qualité effectués auprès de contreparties hautement solvables. Les placements à court terme atteignaient 76 M\$ au 31 décembre 2018, comparativement à 70 M\$ au 31 décembre 2017.

Aucune restriction importante ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 119 M\$, telle qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend les entrées de trésorerie d'EGD et d'Union Gas versées par le gouvernement de l'Ontario pour le financement du programme du Fonds d'investissement vert de la province. De plus, notre trésorerie soumise à restrictions comprend une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. Nous ne pouvons pas aisément accéder pour d'autres fins à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, aux 31 décembre 2018 et 2017, nous avons un fonds de roulement négatif de 3 024 M\$ et de 2 538 M\$, respectivement. Pour les deux périodes, le financement continu de notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit du fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance. Aux 31 décembre 2018 et 2017, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 9 409 M\$ et 12 959 M\$, respectivement, sur une base consolidée. Nous prévoyons que toute partie à court terme de la dette à long terme arrivant à échéance sera aussitôt refinancée.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

31 décembre	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation	10 502	6 658	5 205
Activités d'investissement	(3 017)	(11 037)	(5 152)
Activités de financement	(7 503)	3 476	840
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	68	(72)	(19)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restriction	50	(975)	874

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation 2018

- La croissance des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2018 témoigne des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la rubrique *Résultats d'exploitation*.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation s'est établie à un montant positif de 915 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, contre un montant négatif de 338 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité des secteurs Services énergétiques et Distribution de gaz, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.

2017

- La croissance des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2017 témoigne des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la section *Résultats d'exploitation* et qui comprennent l'apport de 2 574 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion.
- Pour l'exercice considéré, les coûts de transaction liés à l'opération de fusion et les coûts des indemnités de cessation d'emploi versées aux employés dans le cadre de la réduction de l'effectif à l'échelle de l'entreprise ont en partie annulé l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation, qui est passée à 338 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 contre 368 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, reflète le fonds de roulement négatif pour les deux périodes. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité des secteurs Services énergétiques et Distribution de gaz, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.

Activités d'investissement

Nous poursuivons l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance, qui est décrit plus en détail à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2018, 2017 et 2016 :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Oléoducs	3 102	2 797	3 956
Transport de gaz et services intermédiaires	2 578	3 883	176
Distribution de gaz	1 066	1 177	713
Énergie verte et transport	33	321	251
Services énergétiques	—	1	—
Éliminations et divers	27	108	32
Total des dépenses en immobilisations	6 806	8 287	5 128

2018

- Le recul des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement en 2018 s'explique principalement par un produit de cession d'actifs de 4 452 M\$ comparativement à 628 M\$ en 2017. Cette augmentation rend compte principalement de la vente de MOLP, d'actifs d'énergie renouvelable internationaux et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel. Pour un complément d'information sur l'affectation de ces produits, se reporter à la rubrique *Activités de financement* ci-dessous.
- La baisse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement résulte aussi de certaines activités survenues en 2017 mais non en 2018, principalement en ce qui a trait à l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken.
- Nous poursuivons l'exécution de notre programme d'investissements de croissance, qui est décrit plus en détail à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Les dépenses en immobilisations se sont chiffrées à 6 806 M\$ en 2018 comparativement à 8 287 M\$ en 2017, et rendent compte du calendrier d'approbation, de la construction et de la mise en services des projets, ce qui influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

2017

- L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par des dépenses en immobilisations de 8 287 M\$ comparativement à 5 128 M\$ pour la période comparable, qui incluent les dépenses consacrées aux actifs et aux projets de croissance acquis dans le cadre de l'opération de fusion, et l'accroissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Au cours du premier semestre de 2017, nous avons versé une contrepartie au comptant de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US) pour l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken. De plus, nous avons fait un placement en actions de 0,5 G\$ pour notre participation de 50 % dans le projet éolien extracôtier Hohe See.
- L'augmentation susmentionnée de l'utilisation de la trésorerie a été partiellement contrebalancée par la trésorerie acquise dans le cadre de l'opération de fusion au premier trimestre de 2017, le produit de la cession des actifs du pipeline Ozark, de Sandpiper et du pipeline Olympic en 2017.

Activités de financement

2018

L'augmentation des sorties de trésorerie nettes liées aux activités de financement a découlé des facteurs suivants :

- Remboursements des billets à terme et des facilités de crédit à leur échéance et réduction du montant des titres de créance à long terme émis en 2018 comparativement à 2017.
- En 2018, nous avons vendu à l'OIRPC une participation dans nos installations d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis. Le produit de cette vente ainsi que de la vente de MOLP, des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel et d'actifs d'énergie renouvelable internationaux, dont il est question à la rubrique *Activités d'investissement* ci-dessus, a servi principalement à rembourser des billets à terme venus à échéance et des facilités de crédit, tandis que le produit des titres hybrides émis au premier semestre de 2018 a principalement servi au remboursement de facilités de crédit et au rachat ou au remboursement des billets non garantis de premier rang de Spectra Energy Capital, LLC en circulation.
- Les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement ont à nouveau baissé en raison de l'apport inférieur des participations ne donnant pas le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle rachetables. Les apports des participations ne donnant pas le contrôle reçus en 2017 provenaient de projets terminés pour lesquels il n'y a eu aucun apport en 2018. En avril 2017, des apports de participations ne donnant pas le contrôle rachetables ont été reçus dans le cadre d'un placement secondaire relatif à notre participation dans ENF. Aucun placement similaire n'a eu lieu en 2018.
- Les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté pour l'exercice 2018, principalement en raison de la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires au premier trimestre 2018 et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion et de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé.

2017

L'augmentation des rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement a découlé des facteurs suivants :

- Nous avons émis une série de billets à moyen terme et à taux fixe et variable et en avons affecté le produit au remboursement de billets à terme arrivant à échéance et au remboursement de facilités de crédit, ainsi qu'au financement des programmes d'investissement de croissance. Pour l'exercice 2017, le produit des émissions de billets à terme a été affecté principalement au remboursement de facilités de crédit et au rachat des billets non garantis de premier rang en cours émis dans le cadre du placement réalisé par Spectra Energy, ainsi qu'il est commenté à la section *Situation de trésorerie et sources de financement – Accès aux marchés des capitaux*.
- La variation des rentrées de trésorerie liées aux activités de financement reflétait la hausse globale des apports au comptant des participations ne donnant pas le contrôle rachetables de 1 178 M\$ par rapport à 591 M\$ pour la période comparable, attribuable à notre participation dans

les capitaux propres d'ENF. Les apports au comptant ont aussi augmenté du fait des participations ne donnant pas le contrôle, lesquelles comprennent désormais les participations ne donnant pas le contrôle acquises dans le cadre de l'opération de fusion. Cette variation a été plus qu'annulée par l'augmentation des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle. La hausse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle est principalement liée aux actifs acquis, laquelle a été contrebalancée en partie par la diminution des distributions découlant de la restructuration stratégique d'EEP décrite à la section *Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis*.

- Les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement ont en outre augmenté à la clôture de l'émission de 33,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,5 G\$ et de l'émission de 4 millions d'actions privilégiées pour un produit brut de 0,5 G\$.
- Pour l'exercice 2017, l'augmentation de la trésorerie susmentionnée a été partiellement contrebalancée par les 227 M\$ payés pour l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de MEP détenues par le public pendant le deuxième trimestre de 2017, de même que par un produit au comptant plus élevé de l'émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016 par suite de l'émission de 56 millions d'actions ordinaires en mars 2016.
- Enfin, les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté au premier semestre de 2017, principalement en raison de la hausse du taux de dividende sur les actions ordinaires entrée en vigueur en mars 2017 et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 et de l'émission de 691 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion. De plus, nous avons versé 414 M\$ en dividendes sur les actions ordinaires aux actionnaires de Spectra Energy. Ces dividendes ont été déclarés avant la clôture de l'opération de fusion, mais ils ont été versés après la clôture de celle-ci.

Émissions d'actions privilégiées

Depuis juillet 2011, nous avons émis 315 millions d'actions privilégiées, pour un produit brut d'environ 7,9 G\$, qui se répartissaient de la façon suivante.

	Produit brut	Rendement	Dividende ^{1,7}	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ^{3,4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
Série A	125 M\$	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Série B	457 M\$	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
		Bons du Trésor à 3 mois + 2,40 %	—	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Série C ⁵	43 M\$	4,46 %	1,11500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série E
Série D ⁶	450 M\$	4,69 %	1,17225 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2023	Série G
Série F ⁶	500 M\$	4,38 %	1,09400 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2023	Série I
Série H ⁶	350 M\$	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2022	Série K
Série J	200 M\$ US	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Série L	400 M\$ US	5,09 %	1,27150 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2023	Série O
Série N ⁶	450 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série Q
Série P	400 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2019	Série S
Série R	400 M\$	5,95 %	1,48728 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2023	Série 2
Série 1 ⁶	400 M\$ US	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2019	Série 4
Série 3	600 M\$	4,40 %	1,10000 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2019	Série 6
Série 5	200 M\$ US	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série 8
Série 7	250 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2019	Série 10
Série 9	275 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2020	Série 12
Série 11	500 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2020	Série 14
Série 13	350 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2020	Série 16
Série 15	275 M\$	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Série 17	750 M\$	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série 20

- 1 Le porteur aura le droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, comme déclaré par le conseil d'administration. Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A et de série C, le dividende fixe sera rajusté tous les cinq ans à compter de la date du rachat initial et de l'option de conversion. Les actions privilégiées de série 17 et de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 5,15 % et à 4,90 %, respectivement. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.
- 2 Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps à notre gré. Pour les actions privilégiées de toutes les autres séries, nous pouvons, à notre gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation à la valeur de rachat de base par action augmentée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite, à la date anniversaire.
- 3 Les porteurs auront le droit de convertir, sous réserve de certaines conditions, leurs actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à raison de une pour une, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à la date anniversaire, et ce, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.
- 4 Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, après les dates de rachat et de l'option de conversion, les porteurs peuvent choisir de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable par action, à un taux égal à $25 \$ \times (\text{nombre de jours du trimestre}/365) \times (\text{taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours} + 2,4 \% (\text{série C}), 2,4 \% (\text{série E}), 2,5 \% (\text{série G}), 2,1 \% (\text{série I}), 2,7 \% (\text{série O}), 2,5 \% (\text{série Q}), 2,5 \% (\text{série S}), 2,4 \% (\text{série 4}), 2,6 \% (\text{série 8}), 2,7 \% (\text{série 10}), 2,6 \% (\text{série 12}), 2,7 \% (\text{série 14}), 2,7 \% (\text{série 16}), 4,1 \% (\text{série 18}) \text{ ou } 3,2 \% (\text{série 20}); \text{ ou } 25 \$ \text{ US } \times (\text{nombre de jours du trimestre}/365) \times \text{taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à 3 mois} + 3,1 \% (\text{série K}), 3,2 \% (\text{série M}), 3,1 \% (\text{série 2}) \text{ ou } 2,8 \% (\text{série 6})$.
- 5 Le taux variable du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série C a été majoré pour passer de 0,20342 \$ à 0,22685 \$ le 1^{er} mars 2018, de 0,22685 \$ à 0,22748 \$ le 1^{er} juin 2018, de 0,22748 \$ à 0,23934 \$ le 1^{er} septembre 2018 et de 0,23934 \$ à 0,25459 \$ le 1^{er} décembre 2018, et il sera refixé chaque trimestre suivant leur émission.
- 6 Aucune action privilégiée de série D, F, H, N ou 1 n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} mars 2018, du 1^{er} juin 2018, du 1^{er} septembre 2018, du 1^{er} décembre 2018 ou du 1^{er} juin 2018, respectivement. Toutefois, le taux du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série D, F, H, N et 1 a été refixé respectivement à 0,27875 \$ le 1^{er} mars 2018, par rapport à 0,25000 \$, à 0,29306 \$ le 1^{er} juin 2018, par rapport à 0,25000 \$, à 0,27350 \$ le 1^{er} septembre 2018 par rapport à 0,25000 \$, à 0,31788 \$ le 1^{er} décembre 2018 par rapport à 0,25000 \$ et à 0,37182 \$ US le 1^{er} juin 2018 par rapport à 0,25000 \$ US, en raison de la refixation tous les cinq ans par la suite.
- 7 Pour les dividendes déclarés, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement – Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.

Émissions d'actions ordinaires

Au quatrième trimestre de 2018, nous avons procédé à l'émission de 297 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 12,7 G\$ dans le cadre de l'achat de titres des entités détenues à titre de promoteur. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique *Simplification de la structure d'entreprise* et à la note 21, *Capital-actions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Le 7 décembre 2017, nous avons émis 33,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,5 G\$. Le produit a servi à réduire la dette à court terme en attendant un réinvestissement dans des projets d'immobilisations garantis.

Le 27 février 2017, nous avons mené à terme l'émission de 691 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 37,4 G\$ en échange d'actions de Spectra Energy dans le cadre de l'opération de fusion. Pour plus de renseignements, se reporter à la note 8, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions

Le 2 novembre 2018, nous avons annoncé la suspension de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions avec prise d'effet immédiate. Avant l'annonce, nos actionnaires ont eu l'occasion de participer au régime, ce qui a permis aux participants de bénéficier d'un escompte de 2 % sur le prix du marché à l'achat d'actions ordinaires au moyen des dividendes réinvestis et de faire des versements au comptant supplémentaires pour l'achat d'actions au prix du marché sans avoir à payer de frais de courtage ou d'une autre nature.

En raison de cette annonce, les actionnaires ont reçu seulement des dividendes au comptant à la date de versement de dividendes du 1^{er} décembre 2018 aux actionnaires inscrits le 15 novembre 2018. Si nous décidions de rétablir ce régime dans l'avenir, la participation serait rétablie automatiquement pour les participants inscrits au régime au moment de sa suspension qui y seront toujours inscrits au moment de son rétablissement.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, les dividendes payés ont totalisé 4 661 M\$ et 3 562 M\$, respectivement, dont 3 480 M\$ et 2 336 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes payés, soit 1 181 M\$ et 1 226 M\$, respectivement, a été réinvesti selon les modalités du régime et a donné lieu à l'émission d'actions

ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant. Outre les montants payés au comptant et reflétés dans les activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des dividendes de 414 M\$ en faveur des actionnaires de Spectra Energy ont été déclarés avant la clôture de l'opération de fusion et versés après la clôture de cette dernière.

Notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} mars 2019 aux actionnaires inscrits le 15 février 2019.

Actions ordinaires ¹	0,73800 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ²	0,25459 \$
Actions privilégiées, série D ³	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F ⁴	0,29306 \$
Actions privilégiées, série H ⁵	0,27350 \$
Actions privilégiées, série J	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N ⁶	0,31788 \$
Actions privilégiées, série P	0,25000 \$
Actions privilégiées, série R	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 1 ⁷	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 5	0,27500 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 9	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 11	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 13	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 15	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 17	0,32188 \$
Actions privilégiées, série 19 ⁸	0,30625 \$

1 Le 1^{er} mars 2019, le taux du dividende trimestriel sur les actions ordinaires a été majoré de 10 % pour passer de 0,67100 \$ à 0,73800 \$.

2 Le taux variable du dividende sur les actions privilégiées de série C est refixé chaque trimestre. Le dividende trimestriel de la série C a été majoré pour passer de 0,20342 \$ à 0,22685 \$ le 1^{er} mars 2018, de 0,22685 à 0,22748 \$ le 1^{er} juin 2018, de 0,22748 \$ à 0,23934 \$ le 1^{er} septembre 2018 et de 0,23934 \$ à 0,25459 \$ le 1^{er} décembre 2018.

3 Le 1^{er} mars 2018, le taux du dividende trimestriel de la série D a été relevé et fixé à 0,27875 \$, par rapport à 0,25000 \$, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

4 Le 1^{er} juin 2018, le taux du dividende trimestriel de la série F a été relevé et fixé à 0,29306 \$, par rapport à 0,25000 \$, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

5 Le 1^{er} septembre 2018, le taux du dividende trimestriel de la série H a été relevé et fixé à 0,27350 \$, par rapport à 0,25000 \$, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

6 Le 1^{er} décembre 2018, le taux du dividende trimestriel de la série N a été relevé et fixé à 0,31788 \$, par rapport à 0,25000 \$, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

7 Le 1^{er} juin 2018, le taux du dividende trimestriel de la série 1 a été relevé et fixé à 0,37182 \$ US, par rapport à 0,25000 \$ US, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

8 Le 1^{er} juin 2018, le taux du dividende trimestriel de la série 19 a été relevé et fixé à 0,30625 \$, par rapport au taux du premier dividende trimestriel régulier de 0,26850 \$ versé le 1^{er} mars 2018.

ENTENTES HORS BILAN

Nous avons conclu des accords de garantie dans le cours normal des activités afin de faciliter les opérations commerciales avec des tiers. Ces accords prévoient des garanties financières, des lettres de garantie, des garanties de paiement, une assurance caution et des indemnisations. Pour plus de renseignements sur les accords de garantie, se reporter à la note 30, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

La plupart des accords de garantie que nous concluons rehaussent le degré de solvabilité de certaines filiales, d'entités non consolidées ou d'entités qui ne sont pas détenues à 100 %, ce qui leur permet de mener leurs activités. C'est pourquoi ces accords de garantie comportent des éléments liés à la performance et au risque de crédit qui ne sont pas inclus dans nos états consolidés de la situation financière. La possibilité que nous ayons à honorer nos obligations dépend en grande partie de l'exploitation future de nos filiales et entités détenues et de tiers, ou encore de la survenance de certains événements futurs. Pour la majorité de nos activités, un accord de garantie n'est pas requis.

Nous n'avons pas d'entités ou de structures de financement hors bilan significatives, sauf les contrats de location-exploitation, les accords de garantie et les financements que nos satellites concluent normalement. Pour obtenir plus d'informations sur ces engagements, se reporter à la note 29, *Engagements et éventualités*, et à la note 30, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Nous n'avons conclu aucune entente hors bilan qui a ou pourrait raisonnablement avoir une incidence, maintenant ou plus tard, sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, nos produits ou nos charges, nos résultats d'exploitation, nos liquidités, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les versements à effectuer au titre des obligations contractuelles au cours des cinq prochains exercices et par la suite :

Au 31 décembre 2018	Total	Moins d'un an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Après 5 ans
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Emprunts arrivant à échéance ¹	62 967	3 255	11 651	10 534	37 527
Obligations au titre de la charge d'intérêts ²	30 236	2 459	4 382	3 905	19 490
Contrats de location-exploitation ³	1 730	153	276	234	1 067
Contrats de location-acquisition	23	7	—	4	12
Obligations au titre des régimes de retraite ⁴	162	162	—	—	—
Contrats à long terme ⁵	10 970	3 885	2 575	1 232	3 278
Autres passifs à long terme ⁶	—	—	—	—	—
Total des obligations contractuelles	106 088	9 921	18 884	15 909	61 374

1 Comprend les débetures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit en fonction des dates d'échéance de ces facilités, mais excluent les emprunts à court terme, les escomptes d'émission de titres d'emprunt, les frais d'émission de titres d'emprunt et les obligations au titre de contrats de location-acquisition. Nous pouvons, suivant certaines facilités de crédit, rembourser les obligations par anticipation. Par conséquent, le moment réel des remboursements au comptant futurs pourrait différer considérablement de ce qui est indiqué précédemment.

2 Comprend les débetures et les billets à terme qui portent intérêt à des taux fixes, à taux variables et à taux fixes-variables.

3 Comprend les baux fonciers.

4 En supposant que seules les cotisations requises seront versées aux régimes de retraite en 2019. Les cotisations sont établies conformément aux évaluations actuarielles indépendantes datées du 31 décembre 2018. Les cotisations, y compris les versements discrétionnaires, peuvent varier en fonction de la composition des avantages sociaux futurs et du rendement des actifs.

5 Les contrats à long terme du tableau ci-dessus comprennent les contrats que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui totalisent 1 891 M\$ et qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années. Ils comportent aussi les obligations d'achat suivantes : contrats de transport et de stockage de gaz, paiements de capacité ferme et engagements d'achat de gaz, obligations d'achat de transport, de services et de produits et engagements d'électricité.

6 Nous ne sommes pas en mesure d'estimer les impôts reportés (note 25, Impôts sur les bénéfices de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) étant donné que les paiements en trésorerie liés aux impôts sont établis principalement en fonction du bénéfice imposable par année d'imposition prise individuellement. Nous sommes également dans l'impossibilité d'estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (note 19, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires), les passifs environnementaux (note 29, Engagements et éventualités, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) et les couvertures à payer (note 24, Gestion des risques et instruments financiers, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) en raison de l'incertitude entourant le montant des paiements en trésorerie et le moment où ils devront être versés.

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

Renouvellement des servitudes de la canalisation 5

Le 4 janvier 2017, le conseil tribal des Indiens de Chippewa de la bande de la rivière Bad du lac Supérieur (la « bande ») a publié un communiqué de presse indiquant que la bande avait décidé, en adoptant une résolution à cet effet, de ne pas renouveler sa participation dans certaines servitudes de la canalisation 5 dans la réserve de la rivière Bad. La canalisation 5 fait partie de notre réseau principal. La résolution de la bande prévoit le démantèlement et le retrait du pipeline de l'ensemble des terres et bassins hydrographiques de la rivière Bad, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre capacité d'exploiter le pipeline dans la réserve. Depuis que la bande a adopté la résolution, les parties ont convenu de poursuivre les discussions dans l'objectif de comprendre et de résoudre à long terme les questions préoccupant la bande.

Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

En février 2017, notre filiale Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail ») a intenté une poursuite contre plusieurs parties défenderesses devant la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie. Eddystone Rail allègue que les parties défenderesses ont transféré des actifs importants de la contrepartie d'Eddystone Rail dans un contrat maritime afin d'éviter de s'acquitter des obligations en suspens à l'égard d'Eddystone Rail. Eddystone Rail réclame un paiement de dommages-intérêts compensatoires et punitifs supérieurs à 140 M\$ US. Le 19 juillet 2017, les requêtes de rejet de l'action d'Eddystone Rail présentées par les parties défenderesses ont été refusées. Les parties défenderesses ont soumis des réponses et demandes reconventionnelles qui, de concert avec les modifications subséquentes, réclament d'Eddystone Rail des dommages-intérêts supérieurs à 32 M\$ US. Eddystone a déposé une requête visant à obtenir le rejet des demandes reconventionnelles et les parties défenderesses ont modifié leurs réponses et demandes reconventionnelles le 21 septembre 2017. Le 12 octobre 2017, Eddystone Rail a demandé le rejet de la dernière version des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Le 6 février 2018, la cour a rejeté sans préjudice la requête d'Eddystone Rail visant à obtenir le rejet des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Le 7 septembre 2018, la cour a agréé une requête d'Eddystone visant à modifier sa demande afin d'ajouter plusieurs sociétés affiliées des parties défenderesses à titre de parties défenderesses. Les requêtes en vue d'obtenir le rejet de la demande modifiée d'Eddystone ont par la suite été refusées par la cour. Le 25 janvier 2019, les parties défenderesses ont demandé à la cour de rejeter les réclamations d'Eddystone Rail en invoquant l'absence de compétence matérielle de la cour; la requête est toujours en suspens.

Pipeline Dakota Access

En février 2017, les Sioux de la Standing Rock et les Sioux de la Cheyenne River (les « tribus ») ont déposé des requêtes devant la cour, contestant la validité du processus utilisé par l'Army Corps pour autoriser Dakota Access Pipeline (« DAPL »). Les demanderesses ont sollicité une ordonnance de la cour forçant l'exploitant à fermer le pipeline jusqu'à la conclusion d'un processus réglementaire satisfaisant. Les Sioux d'Oglala et les Sioux de Yankton ont également déposé des demandes de contestation du permis et du processus d'examen environnemental de l'Army Corps.

Le 14 juin 2017, la cour a statué que l'Army Corps n'avait pas bien mesuré l'ampleur de la controverse que susciteraient les effets du projet et n'avait pas adéquatement examiné les conséquences qu'aurait un déversement de pétrole sur les droits de chasse et de pêche des tribus et sur la justice environnementale (l'« ordonnance de juin 2017 »). La cour a ordonné à l'Army Corps de réviser ces éléments de son étude environnementale. Le 11 octobre 2017, la cour a rendu une ordonnance autorisant DAPL à poursuivre l'exploitation du pipeline jusqu'à ce que l'Army Corps ait complété l'examen environnemental complémentaire conformément à l'ordonnance de juin 2017. La cour a également ordonné à DAPL de mettre en place certaines mesures provisoires dans l'attente de cet examen complémentaire. L'Army Corps a rendu sa décision le 31 août 2018 et a conclu qu'aucun examen environnemental complémentaire n'était nécessaire. Les quatre tribus ont modifié leur requête afin d'inclure une contestation de la pertinence de la décision de l'Army Corps de ne pas mener un examen environnemental complémentaire et l'Army Corps est tenu de déposer le document administratif concernant son examen d'ici le 31 janvier 2019.

Le 4 février 2019, l'Army Corps a produit son document administratif, qui comprend tous les éléments portant sur le processus de renvoi. Les tribus demanderesses peuvent contester le document administratif de l'Army Corps dans son intégralité; le cas échéant, des informations sur ces contestations seront données d'ici le 6 mars 2019. L'échéancier de dépôt des mémoires de jugement sommaire sur le bien-fondé du reste des revendications des tribus demanderesses sera établi après le règlement des éléments contestés du document administratif.

Questions de nature réglementaire relatives au pipeline Seaway

Le réseau de Seaway Crude Pipeline (le « pipeline Seaway ») a fait une demande de tarifs fondés sur le marché en décembre 2011, puis a déposé une nouvelle demande en décembre 2014. Plusieurs parties ont exprimé leur opposition, alléguant que la demande devrait être refusée puisque le pipeline Seaway occupe une position dominante tant dans ses marchés de réception que dans ses marchés de destination. Le 1^{er} décembre 2016, le juge administratif a rendu sa décision, selon laquelle la FERC devrait autoriser le pipeline Seaway à imposer des tarifs fondés sur le marché. Dans une ordonnance datée du 17 mai 2017, la FERC a confirmé les conclusions du juge administratif selon lesquelles le pipeline Seaway n'exerce pas de position dominante sur les marchés visés, et l'a autorisé à percevoir des taux établis en fonction du marché. Aucune demande de nouvelle audience ou de révision n'a été déposée. L'ordonnance est désormais définitive.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail

Le 20 septembre 2016, le Sierra Club et deux autres organisations non gouvernementales ont présenté à la cour d'appel de circuit du District de Columbia une requête en cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail. Le 22 août 2017, la cour a rendu une opinion rejetant une des requêtes et agréant l'autre requête en partie, annulant le certificat et déférant l'affaire à la FERC pour que celle-ci complète l'étude d'impact environnemental du projet afin d'estimer la quantité de gaz à effet de serre qui seront rejetés dans l'environnement par les centrales électriques alimentées au gaz de Floride qui consommeront le gaz transporté par Sabal Trail. La cour a suspendu la délivrance du mandat exigeant l'invalidation du certificat jusqu'à sept jours après que sera rendue la décision relative à toute demande de nouvelle audience présentée dans les délais prescrits. Le 6 octobre 2017, Sabal Trail et la FERC ont chacune présenté, dans les délais prescrits, une demande de nouvelle audience. Le 31 janvier 2018, la cour a rejeté les demandes de nouvelle audience de la FERC et de Sabal Trail. Le 5 février 2018, la FERC a publié son étude d'impact environnemental définitive conformément à la décision de la cour de circuit du District de Columbia. Par ailleurs, le 6 février 2018, la FERC a déposé une requête auprès de la cour visant à obtenir une suspension de 45 jours du mandat. Le 7 mars 2018, la cour a agréé la requête de la FERC visant une suspension de 45 jours de l'ordonnance, précisant que cette suspension devait être en vigueur jusqu'au 26 mars 2018. Le 14 mars 2018, la FERC a émis son ordonnance de renvoi rétablissant le certificat et les autorisations suspendus par la décision rendue par la cour le 22 août 2017 (ordonnance du 14 mars 2018), et le 30 mars 2018, la cour a rendu son ordonnance.

Sierra Club et deux autres organismes non gouvernementaux, ainsi que les deux propriétaires fonciers, ont déposé, en temps opportun, des demandes de nouvelle audience auprès de la FERC relativement à l'ordonnance du 14 mars 2018. Le 10 août 2018, la FERC a rendu une ordonnance rejetant les requêtes de Sierra Club et des autres parties demandant une nouvelle audience sur l'ordonnance de renvoi de la FERC. Aucun pourvoi en appel de l'ordonnance du 14 mars 2018 n'a été déposé en temps opportun. Cette ordonnance est désormais définitive et sans appel.

DISTRIBUTION DE GAZ

Par voie du Règlement de l'Ontario 386/18 adopté le 3 juillet 2018, le gouvernement de l'Ontario a mis fin au Programme de plafonnement et d'échange de la province et a interdit aux participants inscrits d'acheter, de vendre, d'échanger ou d'une quelconque autre façon de négocier des droits et des crédits d'émissions. Par la suite, le 6 juillet 2018, la CÉO a suspendu son examen des plans de conformité au Programme de plafonnement et d'échange de 2018 d'EGD et d'Union Gas. Le 25 juillet 2018, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 4 pour annuler le Programme de plafonnement et d'échange. Par la suite, dans une lettre datée du 30 août 2018, la CÉO a donné instruction à EGD et Union Gas de demander le retrait des frais de plafonnement et d'échange de leurs demandes relatives au

mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs (« MRTT ») d'octobre 2018, retirant par le fait même les frais en question des factures des clients à partir du 1^{er} octobre 2018. La lettre donnait aussi instruction à EGD et à Union Gas de demander la sortie de tout solde créditeur net total projeté de leurs comptes de report et d'écart se rapportant au système de plafonnement et d'échange à partir du 30 septembre 2018.

Conformément à la directive de la CÉO, le 11 septembre 2018, EGD et Union Gas ont déposé leurs demandes relatives au MRTT d'octobre 2018, dans lesquelles figuraient les demandes visant le retrait des frais de plafonnement et d'échange et le remboursement des soldes figurant aux comptes de report et d'écart associés à ce même système pour les clients, à partir du 1^{er} octobre 2018. La CÉO a approuvé les demandes présentées par EGD et Union Gas concernant le MRTT le 27 septembre 2018.

Le 31 octobre 2018, le projet de loi 4 a reçu la sanction royale par le gouvernement de l'Ontario, ce qui permet la liquidation du Programme de plafonnement et d'échange. Il en est résulté une réduction de 990 M\$ des actifs incorporels et des autres passifs à long terme aux états consolidés de la situation financière au quatrième trimestre de 2018. Il n'y a eu aucune incidence financière sur les états consolidés des résultats.

AUTRES LITIGES

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis par des groupes d'intérêts spéciaux. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

QUESTIONS FISCALES

Nos filiales et nous conservons des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, à notre avis, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

Nos états financiers consolidés sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, selon lesquels la direction doit formuler des estimations, des jugements et des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans nos états financiers consolidés et les notes y afférentes. Lorsqu'elle formule des jugements et des estimations, la direction s'en remet à des renseignements externes et à des conditions observables, chaque fois que c'est possible, qu'elle complète au besoin par une analyse interne. Selon nous, nos estimations comptables cruciales présentées ci-après ont une incidence sur nos divers secteurs d'activité.

Regroupements d'entreprises

Nous avons adopté les dispositions de l'Accounting Standards Codification 805, *Business Combinations*, pour la comptabilisation de nos acquisitions. Les actifs à long terme et les actifs incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition. L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets acquis. Nous utilisons nos estimations et hypothèses les meilleures pour évaluer avec exactitude les actifs acquis et les passifs repris à la date d'acquisition, ainsi que toute autre contrepartie éventuelle; nos estimations sont cependant incertaines par nature et peuvent être améliorées. Pendant la période d'évaluation, qui peut durer jusqu'à un an à compter de la date d'acquisition, nous comptabilisons des ajustements aux actifs acquis et aux passifs repris ainsi qu'un montant compensatoire correspondant à l'écart d'acquisition. À la conclusion de la période d'évaluation ou lors de l'établissement définitif de la valeur des actifs acquis et des passifs repris, selon la première de ces deux éventualités, tout ajustement subséquent sera comptabilisé dans nos états consolidés des résultats.

La comptabilisation des regroupements d'entreprises exige le recours au jugement, à des estimations et à des hypothèses importants à la date d'acquisition. Pour établir les estimations de la juste valeur à la

date d'acquisition, nous utilisons divers facteurs, dont les données du marché, les flux de trésorerie attendus passés et futurs, les taux de croissance et les taux d'actualisation. La nature subjective de nos hypothèses augmente le risque associé aux estimations entourant le rendement prévu de l'entité acquise.

Le 27 février 2017, nous avons acquis Spectra Energy pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Pour établir la valeur des actifs corporels acquis, nous avons appliqué les méthodes par les coûts, par le marché et par le résultat. Pour les actifs incorporels acquis, nous avons eu recours à une méthode par le résultat incluant des projections des flux de trésorerie fondées sur le rendement passé, les dispositions figurant aux contrats et les hypothèses portant sur les renouvellements prévus. Les taux d'actualisation entrant dans l'évaluation ont aussi été fixés selon un coût moyen pondéré fondé sur les risques propres aux actifs correspondants et aux rendements qu'un investisseur exigerait vraisemblablement compte tenu des flux de trésorerie attendus, du calendrier et du risque.

Perte de valeur de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis. La valeur comptable de l'écart d'acquisition, qui n'est pas amortie, fait l'objet d'un test de dépréciation annuelle, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée.

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuel au niveau des unités d'exploitation, que nous définissons en déterminant si les composantes de nos secteurs d'exploitation constituent une entreprise pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles, peu importe que la direction du secteur examine régulièrement les résultats d'exploitation liés à ces composantes et peu importe que les caractéristiques économiques et réglementaires soient similaires. Nous avons déterminé que nos unités d'exploitation sont de même niveau que nos secteurs isolables, sauf en ce qui concerne le secteur isolable du transport de gaz et des services intermédiaires liés au gaz, dont les composantes se divisent en deux unités d'exploitation. Nous avons l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Ce test consiste à déterminer la juste valeur de nos unités d'exploitation et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur la juste valeur. Ce montant ne doit pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. Nous avons effectué notre examen annuel du solde de l'écart d'acquisition en date du 1^{er} avril, ce qui n'a pas donné lieu à une perte de valeur.

L'affectation de l'écart d'acquisition aux entreprises détenues en vue de la vente et aux entreprises cédées est fondée sur la juste valeur relative des entreprises qui composent l'unité d'exploitation. La juste valeur de nos unités d'exploitation est estimée au moyen d'une combinaison de techniques reposant sur un modèle de flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen du modèle de flux de trésorerie actualisés exige le recours à des estimations et à des hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux taux de croissance finaux, aux dépenses en immobilisations et aux niveaux du fonds de roulement. Les projections de flux de trésorerie comprennent une part importante de jugement et d'hypothèses relatives aux taux de croissance des produits et aux dépenses en immobilisations futures attendues. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation des unités d'exploitation.

En 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 1 019 M\$ de l'écart d'acquisition attribué aux actifs détenus en vue de la vente.

Perte de valeur d'actifs

Nous évaluons la recouvrabilité de nos immobilisations corporelles lorsque des faits ou des circonstances telles que la désuétude économique, le climat des affaires, des changements des lois ou de la réglementation ou d'autres facteurs indiquent qu'il ne nous sera peut-être pas possible de recouvrer la valeur comptable de nos actifs. Nous surveillons constamment nos activités, le marché et le contexte des

affaires pour repérer les éléments indiquant que la valeur d'un actif pourrait ne pas être recouvrée. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie actualisés attendus de l'actif en question, nous évaluerons la juste valeur de l'actif. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa juste valeur telle qu'elle est déterminée par les cours du marché sur des marchés actifs ou des techniques d'actualisation. La détermination de la juste valeur à l'aide de techniques d'actualisation exige de faire des projections et de formuler des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs et le coût du capital moyen pondéré. Toute modification de ces projections et hypothèses peut se traduire par des révisions de l'évaluation de la recouvrabilité des immobilisations corporelles et la constatation d'une perte de valeur aux états consolidés des résultats.

Actifs détenus en vue de la vente

Nous classons les actifs comme étant détenus en vue de la vente lorsque la direction entreprend un plan officiel pour mettre un actif ou un groupe d'actifs en marché et qu'elle estime probable que leur vente aura lieu dans un délai de un an. Nous évaluons les actifs détenus en vue de la vente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur estimative diminuée du coût de la vente.

Comptabilité réglementaire

Certaines de nos activités sont régies par divers organismes, notamment l'Office, la FERC, l'Alberta Energy Regulator, la CESP, la Régie de l'énergie du Québec et la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »), pour ne nommer que ceux-là. Les organismes de réglementation exercent le pouvoir qui leur est conféré par la loi sur des questions comme la construction, les tarifs et l'établissement des tarifs et les contrats conclus avec les clients. Afin de tenir compte des répercussions économiques des mesures prises par un organisme de réglementation, la constatation de certains produits et charges peut avoir lieu à une autre date que celle prévue par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») pour les entités qui ne sont pas des entités à tarifs réglementés. Les facteurs déterminants de l'établissement des tarifs sont :

- le coût de la prestation du service, y compris la charge d'amortissement;
- le taux de rendement permis, dont la composante capitaux propres de la structure du capital et les impôts sur le bénéfice s'y rapportant;
- les hypothèses relatives aux débits et aux contrats.

Le taux de rendement permis est déterminé en fonction du modèle réglementaire applicable et peut avoir une incidence sur notre rentabilité. Le taux de nombre de nos projets est fondé sur un modèle de recouvrement du coût de la prestation du service qui respecte les directives des organismes de réglementation. Selon cette méthode, nous calculons les droits en fonction des volumes et du coût prévus. Tout écart entre les résultats prévus et les résultats réels fait en sorte qu'un montant excédentaire ou déficitaire est recouvré pour une année donnée. Les actifs réglementaires représentent les montants qui devraient être recouverts auprès des clients à même les tarifs des périodes futures. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que nous prévoyons de rembourser aux clients sur les tarifs des périodes à venir ou que nous prévoyons de payer pour couvrir les coûts de cessation d'exploitation futurs liés à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'Office ainsi que pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux approuvés par la CÉO.

Si les mesures des organismes de réglementation diffèrent de nos attentes, le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires pourraient différer considérablement des sommes constatées. Si les tarifs ne sont pas réglementés, nous ne comptabiliserons généralement pas d'actifs ou de passifs réglementaires, et l'incidence sera comptabilisée dans les états des résultats de la période au cours de laquelle les charges sont engagées ou les produits, enregistrés. Un actif ou un passif réglementaire est comptabilisé au titre des impôts reportés lorsqu'il est prévu que les montants seront recouverts ou réglés au moyen des futurs tarifs qui seront approuvés par l'organisme de réglementation.

Aux 31 décembre 2018 et 2017, nos actifs réglementaires s'élevaient à 4 073 M\$ et à 3 477 M\$, respectivement, et nos passifs réglementaires importants totalisaient 2 252 M\$ et 2 366 M\$, respectivement.

Amortissement

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 94 540 M\$ et de 90 711 M\$ aux 31 décembre 2018 et 2017, respectivement, sont amorties selon deux méthodes principales. Les actifs distincts sont généralement amortis linéairement sur leur durée d'utilité estimative à compter de leur mise en service. Les groupes d'actifs très homogènes dont la durée d'utilité est comparable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en commun des immobilisations corporelles, selon laquelle les actifs similaires sont regroupés et amortis comme un seul groupe. Lorsque les actifs d'un groupe sont mis hors service ou autrement cédés, les gains et les pertes ne sont pas pris en compte dans les résultats, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

Lorsqu'il est déterminé que la durée d'utilité estimative d'un actif ne reflète plus le reste de la période de jouissance de cet actif, cette durée d'utilité estimative est révisée de façon prospective. Les estimations de durée d'utilité reposent sur des études techniques indépendantes, ainsi que sur les antécédents et sur les pratiques de l'industrie. Un certain nombre d'hypothèses sont inhérentes à l'estimation de la vie utile de nos actifs, dont les niveaux de développement, d'exploration, de forage, de réserves et de production de pétrole brut et de gaz naturel dans les zones d'approvisionnement desservies par nos pipelines ainsi que la demande de pétrole brut et de gaz naturel et l'intégrité de nos systèmes. La révision des hypothèses retenues au départ pourrait entraîner des ajustements des durées de vie utile estimatives et, du même coup, la modification substantielle de la charge d'amortissement applicable aux périodes ultérieures de l'un ou l'autre de nos secteurs d'activité. En ce qui concerne certaines activités à tarification réglementée, les taux d'amortissement sont approuvés par l'organisme de réglementation, et ce dernier peut exiger que des études ou mises à jour techniques soient régulièrement effectuées, lesquelles pourraient amener à leur tour la modification des taux d'amortissement.

Avantages postérieurs à l'emploi

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées ou à cotisations déterminées ainsi que des avantages complémentaires de retraite aux salariés qui y ont droit. Les charges et les obligations au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont établies selon des méthodes actuarielles et sont capitalisées par les cotisations, lesquelles sont établies selon la méthode de répartition des cotisations, qui tient compte des hypothèses les plus probables formulées par la direction quant à l'évolution future des niveaux de salaire, à l'augmentation d'autres coûts, à l'âge de départ à la retraite des salariés et à d'autres facteurs actuariels, notamment les taux d'actualisation et de mortalité. Nous établissons les taux d'actualisation par comparaison avec les taux d'obligations à long terme de sociétés de qualité élevée ayant des échéances s'approchant du moment des versements futurs que nous prévoyons de faire aux termes de chacun des régimes respectifs. Ces hypothèses sont révisées annuellement par nos actuaires. Les résultats réels qui diffèrent des hypothèses retenues sont amortis sur les périodes ultérieures et pourraient de ce fait se répercuter de façon notable sur les charges et obligations constatées dans les périodes à venir. Le rendement réel des actifs des régimes a été de 449 M\$ inférieur aux prévisions et a dépassé les attentes de 174 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, respectivement, comme il en est fait mention à la note 26, *Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II. L'écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs des régimes est amorti sur la durée résiduelle d'activité des salariés actifs.

L'analyse de sensibilité suivante indique l'incidence, sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2018, d'une variation de 0,5 % des principales hypothèses en matière de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite.

	Canada		États-Unis	
	Obligation	Charge	Obligation	Charge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Prestations de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	317	30	60	2
Diminution du rendement prévu des actifs	—	18	—	6
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(75)	—	(6)	(2)
Avantages complémentaires de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	22	1	15	(1)
Diminution du rendement prévu des actifs	—	—	—	1

Passifs éventuels

Les provisions à l'égard de réclamations à notre encontre sont établies au cas par cas. Les estimations relatives à chaque cas sont révisées périodiquement et actualisées à partir des nouveaux éléments d'information reçus. Le processus d'évaluation des réclamations fait appel à l'utilisation d'estimations et à un degré élevé de jugement de la part de la direction. Les décisions définitives des tribunaux relativement aux réclamations en cours, qui sont décrites à la note 29, *Engagements et éventualités*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, de la partie II, pourraient avoir une incidence notable sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales ou participations. En outre, les réclamations non présentées qui pourraient l'être ultérieurement pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales et participations.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les OMHS qui ont trait à la mise hors service d'actifs à long terme sont évaluées à la juste valeur et comptabilisées aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur, qui avoisine le prix qu'une tierce partie demanderait pour effectuer le travail requis pour mettre les immobilisations hors service, est constatée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus. Les taux d'actualisation qui ont servi à évaluer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus se situent dans une fourchette allant de 1,8 % à 9,0 % et de 1,7 % à 9,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017, respectivement. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée d'utilité de l'immobilisation. Le passif connexe augmente avec l'écoulement du temps, un montant correspondant étant passé en charges, et ce passif est diminué des frais réellement engagés pour la mise hors service des immobilisations et la remise en état des lieux. Nos estimations pour ce qui est des coûts de mise hors service pourraient varier en raison de changements dans les estimations des coûts et des exigences réglementaires. En ce moment, les données ou les informations sur la plupart de nos actifs sont insuffisantes pour déterminer de façon raisonnable le moment du règlement et ainsi estimer la juste valeur des OMHS. En pareil cas, le coût est considéré comme indéterminé aux fins comptables, étant donné qu'il est impossible de recueillir des données ou des renseignements à partir de pratiques passées, de pratiques sectorielles ou de la durée de vie économique estimative de l'actif.

En 2009, l'Office a rendu une décision quant à l'ICQF, qui exige que les détenteurs d'une autorisation d'exploiter un pipeline en vertu de la *Loi sur l'Office* déposent des documents à l'égard d'un processus et d'un mécanisme envisagés pour la mise de côté de fonds afin de parer aux coûts de futures activités liées à la cessation d'exploitation d'installations au Canada servant à l'exploitation d'un pipeline. La décision de l'Office établit que bien que les sociétés pétrolières soient, en définitive, responsables de l'ensemble des coûts associés à la cessation d'exploitation de leurs pipelines, les coûts de cessation d'exploitation sont des coûts légitimes liés à la prestation des services et ils peuvent être recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur approbation de l'Office. À la suite de l'approbation définitive par l'Office d'un mécanisme de prélèvement et d'un mécanisme de mise de côté aux termes de l'ICQF, nous avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour parer aux coûts futurs de cessation d'exploitation à compter du 1^{er} janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de l'Office. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés dans les produits d'exploitation liés aux services de transport et à d'autres services et dans les placements à long terme soumis à restrictions. Parallèlement, nous constatons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges d'exploitation et d'administration et des autres passifs à long terme.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Se reporter à la note 3, *Modifications de conventions comptables*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.