

---

# Enbridge Inc.

Deuxième trimestre

Rapport intermédiaire aux actionnaires

Semestre clos le 30 juin 2017



## POINTS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

*(Tous les montants (non audités) sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)*

- Bénéfice de 919 M\$ au deuxième trimestre et de 1 557 M\$ pour le semestre, soit respectivement 0,56 \$ et 1,11 \$ par action ordinaire; les résultats tiennent compte d'un certain nombre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation
- Bénéfice ajusté de 662 M\$ au deuxième trimestre et de 1 337 M\$ pour le semestre, soit respectivement 0,41 \$ et 0,95 \$ par action ordinaire
- Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts (« BAII ») de 1 713 M\$ au deuxième trimestre et de 3 228 M\$ pour le semestre visé
- Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation (« FTDLE ») de 1 324 M\$ au deuxième trimestre et de 2 539 M\$ pour le semestre, soit respectivement 0,81 \$ et 1,81 \$ par action ordinaire; maintien de l'objectif de FTDLE sur l'exercice 2017 se situant entre 3,60 \$ et 3,90 \$ par action
- Le 1<sup>er</sup> juin 2017, versement par Enbridge du dividende trimestriel sur ses actions ordinaires antérieurement annoncé de 0,61 \$ par action, soit une majoration de 15 % comparativement au dividende trimestriel versé le 1<sup>er</sup> juin 2016
- Annonce par Enbridge, aujourd'hui, du début des travaux de remplacement de certains tronçons de la canalisation 3 au Canada cet été; aux États-Unis, la construction a commencé au Wisconsin (collectivement, le « programme de remplacement de la canalisation 3 »); ce programme devrait être achevé au deuxième semestre de 2019
- Poursuite par Enbridge de l'exécution de son programme de dépenses en immobilisations de croissance, avec la mise en service de projets de 5 G\$ pendant le trimestre
- En juin 2017, annonce par Enbridge de la mobilisation des fonds de 1,0 G\$ nécessaires à l'accroissement de capacité du gazoduc T-South en Colombie-Britannique, de 0,5 G\$ pour le prolongement du réseau pipelinier T-North dans le cadre du programme Spruce Ridge en Colombie-Britannique (« programme Spruce Ridge »), et de 0,4 G\$ pour le prolongement du projet éolien extracôtier Hohe See en Allemagne (« prolongement du projet Hohe See »)
- Après le premier trimestre de 2017, consolidation de la position financière de la société au moyen de l'émission de 1,0 G\$ US de titres de créance hybrides et progrès considérables de son plan de financement en capital par l'émission de plus de 5 G\$ de titres de créance, principalement pour refinancer la dette à long terme à taux avantageux
- Le 31 juillet 2017, conclusion par Enbridge de la vente de sa participation dans le pipeline de produits raffinés Olympic (« pipeline Olympic ») en contrepartie de 0,2 G\$; cette vente consolide le bilan et porte le total de la monétisation d'actifs à 2,5 G\$ depuis l'annonce de l'opération de fusion avec Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») (l'« opération de fusion »)

**CALGARY, ALBERTA, le 3 août 2017** – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui un BAII ajusté de 1 713 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017. Les FTDLE se sont établis à 1 324 M\$, ou 0,81 \$ par action ordinaire, au deuxième trimestre. Ces résultats reflètent un trimestre complet d'exploitation après l'opération de fusion, close le 27 février 2017.

Le principal facteur de croissance du BAII au deuxième trimestre de 2017 comparativement au deuxième trimestre de 2016 a été l'apport financier des nouveaux actifs de gaz naturel d'Enbridge acquis dans le cadre de l'opération de fusion, qui a considérablement diversifié le portefeuille d'actifs et les plateformes commerciales de la société. Le rendement amélioré du secteur Énergie verte et transport de même que le raffermissement du dollar américain ont aussi contribué à la croissance d'un exercice à l'autre. Ces facteurs positifs ont été partiellement contrebalancés par des résultats inférieurs dans les secteurs Services énergétiques et Oléoducs.

Les résultats du secteur Oléoducs au deuxième trimestre ont subi l'incidence de plusieurs éléments transitoires, notamment une importante interruption imprévue et l'accélération des travaux d'entretien à une installation en amont d'un client, d'autres perturbations apparentées et non apparentées de la production et un programme d'essais hydrostatiques sur la canalisation 5 au cours du mois de juin 2017. L'incidence cumulée de ces facteurs sur le BAII ajusté du réseau principal au Canada et aux États-Unis (« réseau principal ») a été d'environ 50 M\$ pour le trimestre. Jusqu'en juin, le réseau principal a acheminé des volumes presque records de pétrole brut en ayant recours à la répartition. La répartition sur le réseau principal a aussi eu une incidence sur l'apport au BAII de certains pipelines en aval au cours du trimestre.

On s'attend à ce que le BAII généré par le secteur Oléoducs augmente au cours du deuxième semestre de 2017, tandis que le débit sur le réseau principal reviendra aux niveaux atteints plus tôt dans l'exercice. Cette situation découle en partie des initiatives d'optimisation de la capacité achevées au premier semestre de l'exercice qui remédieront aux contraintes de capacité et contribueront à réduire le recours à la répartition.

Les FTDLE pour le deuxième trimestre ont totalisé 1 324 M\$, une augmentation de 456 M\$ par rapport à la période comparable précédente, qui s'explique principalement par les facteurs énoncés précédemment. Les FTDLE de 0,81 \$ par action ont diminué d'un trimestre à l'autre, principalement en raison de l'émission d'actions ordinaires supplémentaires en tant que contrepartie dans le cadre de l'opération de fusion.

« Nos résultats financiers trimestriels soulignent les avantages que procure la grande diversification de notre portefeuille d'actifs et de nos plateformes de croissance, a déclaré Al Monaco, président et chef de la direction. Le rendement global des actifs de distribution de gaz aux États-Unis que nous avons acquis dans le cadre de l'opération de fusion a été solide comme nous l'escomptions. Nous nous attendons à ce que le rendement du secteur Oléoducs augmente pendant le reste de l'exercice, alors que la production et le débit reprendront sur le réseau principal et que nous bénéficierons des initiatives d'optimisation de la capacité ayant été mises en œuvre pour acheminer des volumes supérieurs. Compte tenu du raffermissement des perspectives pour le secteur Oléoducs, du succès de l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance garanti sur le plan commercial ainsi que des progrès en matière de synergie postfusion réalisés à ce jour, nous demeurons sur la bonne voie pour produire des résultats financiers conformes à la fourchette de rendement prévue plus tôt cette année. »

Au sujet du positionnement stratégique global et des perspectives à court terme pour la société, M. Monaco a précisé : « Je suis ravi des progrès accomplis pendant ce premier trimestre complet depuis la fusion avec Spectra Energy. La direction se concentre sur les grandes priorités stratégiques exposées pendant le bilan semestriel à l'intention des investisseurs, à savoir : la croissance interne, la réduction des risques au minimum et la rationalisation de la société. Depuis la fin du premier trimestre, nous avons mis pour 5 G\$ de projets en service,

ajouté des projets de premier ordre à faible risque à notre portefeuille de projets de croissance garantis sur le plan commercial, continué à exécuter nos plans de financement et consolidé notre bilan. Nous maintenons le cap quant à nos plans d'intégration et de réalisation de synergies, et nous continuons d'optimiser le rendement de nos actifs existants, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de notre exploration. Alors que nous entamons le second semestre de l'exercice, nous sommes bien placés pour accroître nos flux de trésorerie, qui devraient être conformes aux attentes, et nous prévoyons que nos activités de base ainsi que les projets devant être mis en service au cours du présent exercice et du prochain généreront des flux de trésorerie croissants en 2018 et en 2019. »

### **Programme de remplacement de la canalisation 3**

Enbridge a annoncé aujourd'hui qu'elle allait entreprendre cet été les travaux de construction de certains tronçons dans le cadre du programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada, et que la construction avait commencé au Wisconsin. Ce programme prévoit le remplacement intégral du pipeline existant qui s'étend de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Superior, au Wisconsin.

Tous les permis ont été obtenus pour que les travaux de construction commencent au Canada, dans le Dakota du Nord et au Wisconsin. Le seul État où les permis sont toujours en attente de délivrance est le Minnesota; le département du Commerce du Minnesota doit réaliser une étude d'impact environnemental finale au troisième trimestre de 2017. Selon le processus réglementaire et l'échéancier prévus, la direction prévoit que la mise en service du projet aura lieu au deuxième semestre de 2019.

Compte tenu du plan d'exécution actualisé, l'estimation des coûts définitive du projet s'élève maintenant à 5,3 G\$ au Canada et à 2,9 G\$ US aux États-Unis. Les coûts révisés sont supérieurs d'environ 9 % à l'estimation originale au moment de l'approbation du projet en 2014, et tiennent compte principalement des retards dans le processus réglementaire, des changements à la portée des travaux et des modifications au tracé ainsi que d'autres changements qu'a entraînés la vaste consultation. L'incidence de ces coûts supplémentaires sur le rendement du projet est entièrement compensée par les coûts d'exploitation inférieurs ayant été estimés, de même que par le raffermissement du dollar américain depuis les calculs initiaux relatifs au projet.

« La canalisation 3 est une infrastructure énergétique d'importance critique qui appuie notre économie et assure des approvisionnements énergétiques fiables et économiques, a commenté M. Monaco. La nouvelle canalisation 3 fera appel à la technologie pipelinière la plus nouvelle et la plus perfectionnée et fournira la capacité supplémentaire tant requise pour appuyer la croissance de la production canadienne de pétrole brut et la demande des raffineries américaines et canadiennes. »

## **Exécution de projets**

Enbridge a poursuivi l'exécution de son programme de croissance garanti sur le plan commercial en mettant en service pour 5 G\$ supplémentaires de projets au deuxième trimestre, dont le projet Sabal Trail, le pipeline de gaz naturel LLC, le réseau pipelinier Norlite et une participation dans le réseau pipelinier Bakken (entré en service pendant le trimestre). Au total, Enbridge a mis en service pour plus de 6 G\$ de projets de croissance à ce jour en 2017. D'ici à la fin de l'exercice, la société prévoit mettre en service des projets de croissance d'une valeur supplémentaire de 7 G\$. Ces projets sont tous appuyés par des contrats d'achat ferme à faible risque et à long terme, des accords fondés sur le coût du service ou des ententes commerciales similaires qui généreront des flux de trésorerie considérablement accrus à mesure qu'ils seront mis en service.

## **Nouveaux projets de croissance garantis sur le plan commercial**

Pendant son bilan semestriel à l'intention des investisseurs, en juin, Enbridge a annoncé 1,9 G\$ en nouveaux projets de croissance garantis sur le plan commercial.

À la suite d'un appel de soumissions fructueux, Enbridge va de l'avant avec le projet d'agrandissement du gazoduc T-South à un coût de 1,0 G\$. Les travaux permettront d'ajouter une capacité additionnelle de 190 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») visée par des contrats à long terme fondés sur le coût du service, et donneront, d'ici la fin de 2020, un meilleur accès pour la production croissante de la région de Montney aux attrayants marchés du nord-ouest du Pacifique où la demande est forte. En outre, Enbridge procède à l'agrandissement de plusieurs tronçons du réseau de collecte et de transport de gaz naturel T-North en Colombie-Britannique pour faciliter l'accès et la connectivité aux infrastructures régionales. Le programme Spruce Ridge de 0,5 G\$ est appuyé par des contrats à long terme fondés sur le coût du service, et devrait être mis service au deuxième semestre de 2018.

Avec l'approbation du prolongement du projet Hohe See au coût de 0,4 G\$, l'investissement total d'Enbridge dans cette installation s'établit à 2,1 G\$. À titre de promoteur conjoint, Enbridge participera à la construction et à l'exploitation du projet, qui est soutenu par des conventions d'achat d'électricité à prix fixe et à long terme. On prévoit au cours du deuxième semestre de 2019 l'achèvement de ce projet à faible risque qui sera rentable immédiatement.

« Nous avons garanti près de 4 G\$ de nouveaux projets depuis l'annonce de l'opération de fusion, a fait remarquer M. Monaco. Notre succès témoigne de la solidité de notre modèle d'affaires fondé sur la diversification et sur six plateformes de croissance stratégiques postfusion. Ces nouveaux projets cadrent à merveille avec la proposition de valeur faite aux investisseurs d'Enbridge, prolongent jusqu'à 2020 l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance garanti sur le plan commercial de 31 G\$ – de premier plan dans l'industrie – et appuient des perspectives à long terme de croissance du dividende entre 10 % et 12 % jusqu'en 2024. »

## **Progrès en matière de financement**

Pendant le deuxième trimestre de 2017, Enbridge a été active sur les marchés financiers et a réalisé des progrès notables dans l'exécution de son plan de financement.

Depuis la fin du premier trimestre, la société s'est procuré sur les marchés canadien et américain plus de 5 G\$ en capitaux d'emprunt à terme assortis d'échéances variées, et dont le produit a servi principalement à refinancer des emprunts existants ou venus à échéance à des taux favorables. En juillet, Enbridge a réalisé des appels d'offres visant environ 1,0 G\$ US de la dette à long terme de Spectra Energy Capital, LLC dans le cadre d'efforts continus pour

rationaliser et simplifier la structure financière de la société et réduire encore davantage son coût du capital.

Le 14 juillet 2017, Enbridge a consolidé son bilan au moyen de l'émission de 1,0 G\$ US de titres de créance hybrides. En outre, la société a conclu la vente du pipeline Olympic au prix de 0,2 G\$ le 31 juillet 2017, portant ainsi la monétisation d'actifs totale à 2,5 G\$ depuis l'annonce de l'opération de fusion. Enbridge continuera d'évaluer l'ensemble de son portefeuille d'actifs à l'affût d'occasions de monétiser de façon sélective des actifs non essentiels pour dégager des capitaux et les réaffecter à son programme de croissance.

### **Dividende trimestriel**

Le 1<sup>er</sup> juin 2017, Enbridge a versé sur ses actions ordinaires le dividende trimestriel de 0,61 \$ par action antérieurement annoncé. Le 5 janvier 2017, la société a annoncé qu'elle majorait le dividende trimestriel sur ses actions ordinaires, le faisant passer de 0,53 \$ par action ordinaire à 0,583 \$ par action ordinaire à compter du dividende payable le 1<sup>er</sup> mars 2017. À la suite de la réalisation de la fusion avec Spectra Energy, la société a annoncé une hausse supplémentaire de 0,027 \$ par action du dividende sur les actions ordinaires de la société à compter du dividende payable le 1<sup>er</sup> juin 2017. Ensemble, ces augmentations représentent une majoration de 15 % comparativement au taux de dividende trimestriel en vigueur en 2016.

## APERÇU DES RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Pour un complément d'information sur les projets de croissance et les résultats d'exploitation d'Enbridge, prière de consulter le rapport de gestion déposé sur SEDAR et sur EDGAR et disponible également sur le site Web de la société au [www.enbridge.com/InvestorRelations.aspx](http://www.enbridge.com/InvestorRelations.aspx).

### BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII s'est établi respectivement à 2 099 M\$ et 3 728 M\$, comparativement à 731 M\$ et 2 907 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016. Le bénéfice du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 a profité de l'incidence positive de l'apport des nouveaux actifs à la suite de l'opération de fusion. L'incidence positive sur le BAII résultant des nouveaux actifs issus de l'opération de fusion a été annulée en partie par les résultats moins élevés des secteurs Services énergétiques et Oléoducs, tel que mentionné plus bas.

La comparabilité des résultats de la société d'une période à l'autre subit également l'effet de plusieurs facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation qui sont énumérés dans les tableaux sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR, les plus importants étant les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le BAII de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 461 M\$, comparativement à des pertes de 98 M\$ inscrites pour la période correspondante de 2016. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 877 M\$, comparativement à des gains de 834 M\$ inscrits pour la période correspondante de 2016. La société dispose d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt et de change et les risques liés au prix des marchandises, qui sont source de volatilité pour le bénéfice à court terme. À long terme, Enbridge estime que son programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose sa proposition de valeur aux investisseurs.

De plus, la comparabilité du BAII d'une période à l'autre a subi l'effet de la comptabilisation d'une perte de valeur de 176 M\$ (103 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) au deuxième trimestre de 2016 découlant de la participation de 75 % d'Enbridge dans une coentreprise, Eddystone Rail Company, LLC, une installation de transbordement rail-péniche dans le Grand Philadelphie en Pennsylvanie.

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII rendait compte également de charges de 178 M\$ (130 M\$ après impôts) relatives aux coûts liés à l'opération de fusion, ainsi que des coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés de 208 M\$ (146 M\$ après impôts) liés aux compressions de personnel effectuées à l'échelle de la société en mars 2017 et aux coûts de restructuration dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.

### BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est chiffré à 919 M\$ (0,56 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 301 M\$ (0,33 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est établi à 1 557 M\$ (1,11 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 1 514 M\$ (1,69 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *Bénéfice avant intérêts et impôts* ci-dessus, les charges d'intérêts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison de la dette prise en charge dans le cadre de l'opération de fusion. Les dividendes sur actions privilégiées ont également augmenté d'un exercice à l'autre en raison des actions privilégiées supplémentaires qui ont été émises au quatrième trimestre de 2016 en vue de financer en partie le programme d'investissement de croissance de la société.

Les charges d'impôts ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016, en raison essentiellement de la hausse du bénéfice.

Le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables a augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017 comparativement aux périodes correspondantes de 2016. L'augmentation est attribuable aux nouvelles participations ne donnant pas le contrôle liées aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à la baisse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») au cours de 2016.

La baisse du bénéfice par action ordinaire pour le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait également l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion, l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 suivie d'une offre de 56 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016, ainsi que d'autres émissions intervenues dans le cadre du programme de réinvestissement de dividendes de la société.

### **BÉNÉFICE AJUSTÉ AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS**

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII ajusté a atteint respectivement 1 713 M\$ et 3 228 M\$, une hausse de 624 M\$ et 765 M\$ comparativement aux périodes correspondantes de 2016. La croissance du BAII ajusté par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent est surtout attribuable aux apports des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, à quoi il faut aussi ajouter la contribution plus élevée du secteur Énergie verte et transport. Ces éléments positifs ont par contre été en partie annulés par les températures plus douces enregistrées dans les zones de desserte des services de distribution de gaz de la société et par les résultats en baisse des secteurs Services énergétiques et Oléoducs.

La croissance du BAII ajusté a été plus prononcée dans le secteur Gazoducs et traitement, où est consigné l'essentiel des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion. La croissance de ce secteur a également rendu compte de l'apport des usines à gaz Tupper Main et Tupper West acquises en avril 2016.

Si l'on exclut l'apport du réseau Express-Platte à la suite de l'opération de fusion, le BAII ajusté du secteur Oléoducs a été moins élevé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 que pour les périodes correspondantes de 2016. Les résultats du deuxième trimestre de 2017 ont subi l'incidence de plusieurs éléments transitoires, notamment une importante interruption imprévue et l'accélération des travaux d'entretien à l'installation en amont d'un client, d'autres perturbations apparentées et non apparentées de la production et un programme d'essais hydrostatiques sur la canalisation 5 au cours du mois de juin 2017. L'incidence cumulée de ces facteurs sur le réseau principal était d'environ 50 M\$ au deuxième trimestre de 2017. Jusqu'en juin, le réseau principal a acheminé des volumes presque records et le réseau a fonctionné



selon le principe de la répartition pour le service de pétrole brut lourd. La répartition sur le réseau principal a également influé sur la contribution de certains pipelines en aval au BAIL ajusté au cours des premier et deuxième trimestres de 2017. Le rendement du secteur Oléoducs a également subi l'effet d'un changement dans les pratiques, la société n'incluant plus, pour établir le BAIL ajusté, les liquidités reçues aux termes de contrats d'achat ferme assortis de droits de rattrapage. Par ailleurs, le dessaisissement de certains actifs et la diminution des produits de surcharges ont fait reculer le BAIL ajusté. Le BAIL ajusté généré par le secteur Oléoducs devrait s'apprécier au cours de la deuxième moitié de 2017, car on s'attend à ce que le débit du réseau principal revienne aux niveaux records atteints plus tôt cette année et que les projets d'optimisation de la capacité entrepris au premier semestre du présent exercice pour alléger la répartition sur le réseau principal soient opérationnels.

Dans le secteur Distribution de gaz, EGD a généré un BAIL ajusté moins élevé pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement des produits de distribution moins élevés, imputables au temps plus chaud que la normale enregistré au premier semestre de 2017. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, EGD a cessé d'exclure de son BAIL ajusté l'incidence des températures plus chaudes ou plus froides que la normale. Au cours de la première moitié de 2017, les températures plus chaudes que la normale ont eu pour effet de retrancher d'environ 23 M\$ le BAIL ajusté d'EGD. La diminution du BAIL ajusté d'EGD d'une période à l'autre a été plus que compensée par les apports d'Union Gas depuis la conclusion de l'opération de fusion.

Le BAIL ajusté du secteur Services énergétiques pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 rend compte d'une compression des différentiels liés aux emplacements et à la qualité sur certains marchés, de la demande moins élevée des raffineries pour certains produits et des moindres possibilités de dégager des marges bénéficiaires sur les installations pour lesquelles la société a des obligations de capacité. Le BAIL ajusté 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.

L'augmentation de la perte ajustée avant intérêts et impôts inscrite à l'unité Élimination et divers rend compte de la hausse des charges non réparties de la société résultant de l'opération de fusion, annulée en partie par les synergies réalisées jusqu'ici du fait de l'intégration des fonctions corporatives.

### **BÉNÉFICE AJUSTÉ**

Le bénéfice ajusté s'est établi à 662 M\$ (0,41 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2017, contre 456 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Le bénéfice ajusté s'est établi à 1 337 M\$ (0,95 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2017, contre 1 119 M\$ (1,25 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts* ci-dessus, la comparabilité du bénéfice ajusté concorde avec l'explication donnée à la rubrique *Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires* ci-dessus.

### **FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES LIÉS À L'EXPLOITATION**

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, les FTDLE ont totalisé 1 324 M\$ (0,81 \$ par action ordinaire) comparativement à 868 M\$ (0,95 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Les FTDLE se sont établis à 2 539 M\$ (1,81 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2017, alors qu'ils avaient été de 1 982 M\$ (2,21 \$ par action ordinaire)

pour le semestre clos le 30 juin 2016. La croissance des FTDLE d'un exercice à l'autre a subi l'incidence des mêmes facteurs décrits plus haut sous la rubrique *Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts* et d'autres facteurs dont il est question ci-dessous. Toutefois, les FTDLE par action ordinaire ont diminué d'un trimestre à l'autre à la suite de l'opération de fusion et d'autres émissions en 2016, dont il est question ci-dessus à la rubrique *Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires*.

L'augmentation des FTDLE d'un trimestre à l'autre est également attribuable aux distributions en trésorerie plus élevées découlant des participations en titres de capitaux propres de la société, dues à leur rendement d'exploitation accru ainsi qu'aux distributions de récents placements en actions faisant partie de l'opération de fusion.

Les incidences positives sur les FTDLE d'un trimestre à l'autre décrites ci-dessus ont été partiellement annulées par des investissements de maintien plus élevés au premier semestre de 2017, liés aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à certaines améliorations locatives dans le secteur Oléoducs. L'augmentation a également été en partie atténuée, d'une part par la diminution des investissements de maintien du secteur Distribution de gaz en raison d'une augmentation des coûts relatifs au programme de gestion des travaux et des actifs d'EGD en 2016 et du moment où ils ont été engagés, et d'autre part à cause d'une diminution – exception faite de l'incidence de l'opération de fusion – dans le secteur Gazoducs et traitement, causée par le report aux derniers trimestres de 2017 des investissements de maintien.

Cette hausse des FTDLE a aussi été partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge d'intérêts et des dividendes sur actions privilégiées pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, ainsi qu'il en est question à la rubrique *Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires* ci-dessus.

L'augmentation des FTDLE d'un trimestre à l'autre a également subi l'incidence de la hausse des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle acquises dans le cadre de l'opération de fusion, atténuée en partie par la baisse des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle dans EEP en raison de la réduction de sa distribution trimestrielle ainsi que de l'achat des parts ordinaires en circulation détenues par le public de Midcoast Energy Partners, L.P. Consulter la rubrique *Stratégie de véhicules à titre de promoteur aux États-Unis* dans le rapport de gestion de la société.

L'incidence positive des FTDLE a de plus été contrebalancée par les distributions supérieures versées aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en raison de l'accroissement de la propriété publique dans le groupe du fonds (comprenant Enbridge Income Fund, Enbridge Commercial Trust, Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et les filiales et satellites d'EIPLP) en raison du placement secondaire d'Enbridge Income Fund Holdings Inc. au deuxième trimestre de 2017.

Les autres ajustements hors trésorerie comprennent divers éléments hors trésorerie présentés dans les états consolidés des flux de trésorerie de la société ainsi que des ajustements relatifs aux produits reportés reçus durant chaque exercice.

## **INFORMATION PROSPECTIVE**

*Le présent communiqué renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur la société, ses filiales et ses sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « planifier », « viser », « cibler », « croire » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les FTDLE ou les FTDLE par action prévus; les flux de trésorerie futurs prévus; le rendement prévu du secteur Oléoducs; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard du programme de croissance garanti sur le plan commercial de la société; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue des coentrepreneurs de la société à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; les dividendes futurs estimatifs; le recouvrement des coûts pour le tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (« programme L3R au Canada »); l'agrandissement prévu du réseau T-South; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation; les coûts prévus pour la correction de fuites et les éventuels recouvrements d'assurance; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre; les attentes quant à l'incidence de l'opération de fusion, y compris l'envergure, la souplesse financière, le programme de croissance, les perspectives commerciales futures et la performance dans l'avenir de la société issue du regroupement; l'incidence du programme L3R au Canada sur les programmes d'intégrité en vigueur; la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes; ainsi que l'incidence prévue du programme de couverture.*

*Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité d'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour les projets de la société; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant de l'opération de fusion; les lois gouvernementales; les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur les flux de trésorerie futurs de la société; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus et les FTDLE et les FTDLE par action futurs prévus; et les dividendes futurs estimatifs. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour les services de la société. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels la société évolue, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la*

société et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs macroéconomiques, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur la société, le BAII prévu, le BAII ajusté, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) ajusté(e) et les montants connexes par action ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux; l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt; l'incidence des conditions météorologiques et l'approbation par les clients, le gouvernement et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et les régimes de recouvrement des coûts.

Les énoncés prospectifs d'Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'incidence de l'opération de fusion, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, de la politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprunts, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et la demande pour les marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent communiqué et dans d'autres documents déposés par la société auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que le plan d'action futur d'Enbridge dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent communiqué ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif ultérieur, écrit ou verbal, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDES

Le 2 août 2017, le conseil d'administration d'Enbridge a déclaré les dividendes trimestriels suivants. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> septembre 2017 aux actionnaires inscrits le 15 août 2017.

Actions ordinaires	0,61000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B <sup>1</sup>	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C <sup>2</sup>	0,18600 \$
Actions privilégiées, série D	0,25000 \$
Actions privilégiées, série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, série H	0,25000 \$
Actions privilégiées, série J <sup>3</sup>	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,25000 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,25000 \$
Actions privilégiées, série P	0,25000 \$
Actions privilégiées, série R	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 1	0,25000 \$ 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 \$

*1 Le montant du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série B a été ajusté pour passer de 0,25000 \$ à 0,21340 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2017, et sera ajusté à chaque cinquième anniversaire par la suite.*

*2 Le montant du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série C a été établi à 0,18600 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2017, et sera ajusté à chaque trimestre par la suite.*

*3 Le montant du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série J a été ajusté pour passer de 0,25000 \$ US à 0,30540 \$ US le 1<sup>er</sup> juin 2017, et sera ajusté à chaque cinquième anniversaire par la suite.*

## MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent communiqué renferme des références au BAII ajusté, au bénéfice ajusté, au bénéfice ajusté par action ordinaire, aux FTDLE et aux FTDLE par action ordinaire. Le BAII ajusté s'entend BAII ajusté pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation des données sectorielles ou consolidées. Le bénéfice ajusté représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation inclus dans le BAII ajusté, ainsi que les ajustements au titre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation relativement à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices, aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables des données consolidées. Ces facteurs, assimilés à des éléments d'ajustement, sont rapprochés et décrits dans la section sur les résultats financiers du secteur d'activité touché du rapport de gestion de la société.

Les FTDLE sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables, des dividendes sur les

actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation.

La direction est d'avis que la présentation d'informations sur le BAII ajusté, le bénéfice ajusté, le bénéfice ajusté par action ordinaire, les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire fournit des renseignements utiles aux investisseurs et aux actionnaires puisqu'elle contribue à rehausser la transparence et donne un meilleur aperçu de la performance de la société. La direction se sert du BAII ajusté et du bénéfice ajusté afin de fixer les objectifs de la société et d'évaluer le rendement de cette dernière. La direction a également recours aux FTDLE pour évaluer la performance de la société et pour déterminer le versement de dividendes ciblé. Le BAII ajusté, le BAII ajusté pour chacun des secteurs, le bénéfice ajusté, le bénéfice ajusté par action ordinaire, les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts et impôts	<b>2 099</b>	731	<b>3 728</b>	2 907
Éléments d'ajustement <sup>1</sup> :				
Variations du (gain) de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés <sup>2</sup>	<b>(461)</b>	98	<b>(877)</b>	(834)
Perte de valeur de l'actif et des investissements	-	187	-	187
(Gain) perte de change intersociétés non réalisée	<b>7</b>	(5)	<b>14</b>	55
Essais hydrostatiques	-	-	-	(12)
Droits de rattrapage <sup>3</sup>	-	48	-	115
Coûts de redémarrage des pipelines et des installations liés aux incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta	-	21	-	21
Coûts de correction de fuites, déduction faite des règlements de compagnies d'assurance	<b>4</b>	1	<b>8</b>	16
Températures supérieures (inférieures) à la normale <sup>4</sup>	-	(9)	-	8
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	<b>50</b>	3	<b>203</b>	3
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de restructuration	<b>79</b>	8	<b>208</b>	8
Autres	<b>(65)</b>	6	<b>(56)</b>	(11)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	<b>1 713</b>	1 089	<b>3 228</b>	2 463
Charge d'intérêts	<b>(565)</b>	(369)	<b>(1 051)</b>	(781)
Impôts sur les bénéfices	<b>(293)</b>	(10)	<b>(491)</b>	(427)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	<b>(241)</b>	20	<b>(465)</b>	(41)
Dividendes sur actions privilégiées	<b>(81)</b>	(71)	<b>(164)</b>	(144)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Charge d'intérêts	<b>(23)</b>	6	<b>(2)</b>	24
Impôts sur les bénéfices	<b>99</b>	(121)	<b>153</b>	120
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	<b>53</b>	(88)	<b>129</b>	(95)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>662</b>	456	<b>1 337</b>	1 119

1 Le tableau ci-dessus présente les éléments d'ajustement en fonction de leur nature. Pour obtenir une description détaillée de ces éléments d'ajustement pour un secteur donné, se reporter à l'analyse de ce secteur dans le rapport de gestion de la société.

2 Les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés sont présentées déduction faite des montants réalisés au règlement de contrats dérivés pendant la période visée.

3 Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAI. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers – Oléoducs dans le rapport de gestion de la société.

4 Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAI. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers – Distribution de gaz dans le rapport de gestion de la société.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI AJUSTÉ ET FTDLE

Pour faciliter la compréhension de la relation entre le BAI ajusté et les FTDLE, le tableau ci-après présente un rapprochement entre ces deux mesures clés non conformes aux PCGR.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 713	1 089	3 228	2 463
Amortissement <sup>1</sup>	868	555	1 540	1 114
Investissements de maintien <sup>2</sup>	(374)	(144)	(556)	(295)
	2 207	1 500	4 212	3 282
Charge d'intérêts <sup>3</sup>	(631)	(363)	(1 110)	(757)
Impôts exigibles <sup>3</sup>	(42)	(34)	(83)	(81)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(195)	(178)	(386)	(362)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(63)	(53)	(117)	(95)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites <sup>3</sup>	68	43	55	21
Autres ajustements hors trésorerie	61	24	132	118
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	1 324	868	2 539	1 982
<b>1 Amortissement :</b>				
Oléoducs	385	336	741	682
Gazoducs et traitement	250	75	386	149
Distribution de gaz	157	84	269	164
Énergie verte et transport	50	47	101	95
Services énergétiques	1	1	1	1
Éliminations et divers	25	12	42	23
	868	555	1 540	1 114
<b>2 Investissements de maintien :</b>				
Oléoducs	(54)	(28)	(105)	(72)
Gazoducs et traitement	(153)	(12)	(192)	(23)
Distribution de gaz	(131)	(84)	(195)	(166)
Énergie verte et transport	-	(1)	(2)	(1)
Éliminations et divers	(36)	(19)	(62)	(33)
	(374)	(144)	(556)	(295)

**3** Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.



## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – FTDLE

Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (une mesure conforme aux PCGR) et des FTDLE.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 033</b>	1 370	<b>3 710</b>	3 231
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation <sup>1</sup>	<b>(219)</b>	(87)	<b>(460)</b>	(209)
	<b>1 814</b>	1 283	<b>3 250</b>	3 022
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	<b>(195)</b>	(178)	<b>(386)</b>	(362)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	<b>(63)</b>	(53)	<b>(117)</b>	(95)
Dividendes sur actions privilégiées	<b>(81)</b>	(71)	<b>(164)</b>	(144)
Investissements de maintien <sup>2</sup>	<b>(374)</b>	(144)	<b>(556)</b>	(295)
Éléments d'ajustement importants :				
Normalisation météorologique	-	(7)	-	6
Ajustement de droits de rattrapage	<b>29</b>	46	<b>42</b>	113
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	<b>47</b>	3	<b>199</b>	3
Provision pour réévaluation des stocks réalisée <sup>3</sup>	-	(15)	-	(283)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de restructuration	<b>79</b>	8	<b>206</b>	8
Autres éléments	<b>68</b>	(4)	<b>65</b>	9
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	<b>1 324</b>	868	<b>2 539</b>	1 982
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation par action ordinaire	<b>0,81</b>	0,95	<b>1,81</b>	2,21

<sup>1</sup> Les variations des actifs et des passifs d'exploitation englobent les variations des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements

<sup>2</sup> Les investissements de maintien représentent les dépenses en immobilisations requises pour le soutien et l'entretien du réseau de pipelines existant ou qui sont nécessaires pour maintenir les fonctions de service des biens existants (y compris le remplacement de composants usés, désuets ou achevant leur durée de vie utile). Aux fins des FTDLE, les investissements de maintien excluent les dépenses qui prolongent la durée de vie utile des biens, augmentent les fonctions de service par rapport aux niveaux actuels ou réduisent les coûts engagés pour rehausser les produits d'exploitation ou les fonctions de service des biens existants.

<sup>3</sup> La provision pour réévaluation des stocks réalisée est liée à des pertes à la vente de stocks antérieurement dépréciés pour lesquels il existe un gain compensatoire d'un montant semblable réalisé sur les instruments dérivés dans les FTDLE.

## **RAPPORT DE GESTION POUR LE TRIMESTRE ET LE SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2017**

Le présent rapport de gestion daté du 3 août 2017 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») au 30 juin 2017 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date et des notes y afférentes, lesquels sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Il doit aussi être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et déposés le 17 février 2017. Pour tout renseignement concernant les actifs et activités acquis dans le cadre du regroupement avec Spectra Energy Corp (« Spectra Energy »), se reporter aux états financiers consolidés audités et au rapport de gestion annuel de Spectra Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et déposés le 24 février 2017 sur le site SEDAR. À moins d'indication contraire, toutes les mesures financières présentées dans le présent rapport de gestion sont exprimées en dollars canadiens. Il est possible d'obtenir un complément d'information sur la société, y compris sa notice annuelle, sur le site SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

### **FUSION AVEC SPECTRA ENERGY**

Le 27 février 2017, Enbridge a annoncé la clôture du regroupement préalablement annoncé entre Enbridge et Spectra Energy par voie de fusion avec échange d'actions (l'« opération de fusion »).

Aux termes de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action d'Enbridge pour chaque action ordinaire de Spectra Energy qu'ils détenaient. Au moment de la clôture de l'opération de fusion, les actionnaires d'Enbridge possédaient environ 57 % de la société issue de la fusion et ceux de Spectra Energy environ 43 %.

Spectra Energy, maintenant une filiale en propriété exclusive d'Enbridge, est l'une des plus importantes sociétés de livraison de gaz naturel en Amérique du Nord qui détient et exploite un portefeuille vaste, diversifié et complémentaire d'actifs de transport, de collecte dans le secteur intermédiaire, de traitement et de distribution de gaz. Elle détient et exploite également un réseau de pipelines de pétrole brut qui relie les producteurs canadiens et américains aux raffineries des régions des montagnes Rocheuses et du Midwest aux États-Unis. Le regroupement avec Spectra Energy a créé la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, dotée d'un vaste portefeuille d'actifs énergétiques qui sont bien positionnés pour desservir les principaux bassins d'approvisionnement et marchés d'utilisation finale et elle dispose de plusieurs plateformes commerciales propres à soutenir la croissance. Au moment de la clôture de l'opération de fusion, le programme d'immobilisations de la société comprenait des projets de croissance garantis sur le plan commercial totalisant 27 G\$ et qui devraient entrer en service d'ici à 2019, ainsi qu'un portefeuille supplémentaire de projets aux premiers stades de développement qui devraient entrer en service d'ici à 2024. Ces projets de croissance, ajoutés aux activités existantes d'Enbridge, devraient entraîner une hausse du dividende de 10 % à 12 % en moyenne d'ici à 2024.

Pour une description plus détaillée de chacune des unités d'exploitation et des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, se reporter à la rubrique *Résultats financiers* du présent rapport de gestion. Les résultats d'exploitation provenant des actifs acquis par la voie de l'opération de fusion sont inclus dans les états financiers d'Enbridge et dans le présent rapport de gestion de façon prospective à partir de la date de clôture de l'opération de fusion.

Après le regroupement, la société continue d'exercer ses activités dans cinq secteurs d'exploitation : Oléoducs, Gazoducs et traitement, Distribution de gaz, Énergie verte et transport, et Services énergétiques. Depuis le 27 février 2017, date de l'opération de fusion, en plus des actifs déjà détenus par Enbridge :

- Le secteur Oléoducs comprend également les résultats d'exploitation du réseau Express-Platte.
- Le secteur Gazoducs et traitement comprend également les actifs de Spectra Energy United States Storage and Transmission, Canadian British Columbia Pipeline & Field Services, Canadian Midstream, Maritimes & Northeast U.S. and Canada, ainsi que les résultats de la participation de 50 % de la société dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »).
- Le secteur Distribution de gaz comprend également les résultats d'exploitation d'Union Gas Limited (« Union Gas »).

Un certain nombre d'actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et faisant partie des secteurs d'exploitation cités plus haut est détenu via les investissements de la société dans Spectra Energy Partners, LP (« SEP »). À la suite du regroupement, Enbridge détient maintenant une participation de 75 % dans SEP, une société en commandite principale constituée d'infrastructures de gaz naturel et de pétrole brut, qui possède 100 % de Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern »), 91 % d'Algonquin Gas Transmission, L.L.C. (« Algonquin »), 100 % d'East Tennessee Natural Gas, L.L.C. (« East Tennessee »), 100 % d'Express-Platte, 100 % de Saltville Gas Storage Company L.L.C. (« Saltville »), 100 % d'Ozark Gas Gathering, L.L.C. et d'Ozark Gas Transmission, L.L.C., 100 % de Big Sandy Pipeline, L.L.C., 100 % de Market Hub Partners Holding, 100 % de Bobcat Gas Storage, 78 % de Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. (« M&N U.S. »), 50 % de Southeast Supply Header, L.L.C., 50 % de Steckman Ridge, L.P. et 50 % de Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream »).

## **STRATÉGIE DE VÉHICULES À TITRE DE PROMOTEUR AUX ÉTATS-UNIS**

Le 28 avril 2017, Enbridge a annoncé l'achèvement de l'examen stratégique d'Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »). Les mesures suivantes, conjointement avec les mesures annoncées en janvier 2017 et dévoilées dans le rapport de gestion annuel 2016 de la société, ont été prises en vue de bonifier la proposition de valeur d'EEP aux porteurs de parts et à Enbridge :

### **Acquisition des actifs de Midcoast et privatisation de Midcoast Energy Partners, L.P.**

Le 27 avril 2017, Enbridge a réalisé la fusion précédemment annoncée par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, selon laquelle elle a transformé Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP ») en société à capital fermé en se portant acquéreur de la totalité des parts ordinaires de MEP détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

Le 28 juin 2017, Enbridge, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, a acquis la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast pour une contrepartie au comptant de 1,3 G\$ US majorée de l'encours de la dette de MEP d'un montant de 953 M\$ US.

À l'issue des opérations mentionnées plus haut, l'entreprise de collecte et de traitement de Midcoast est maintenant détenue à 100 % par Enbridge.

### **Conclusion d'une entente définitive de financement conjoint du réseau pipelinier Bakken**

Le 15 février 2017, EEP a acquis une participation effective de 27,6 % dans les pipelines de pétrole brut Dakota Access et Energy Transfer (collectivement le « réseau pipelinier Bakken »). Le 27 avril 2017, Enbridge a conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipelinier Bakken, aux termes de laquelle Enbridge détient 75 % et EEP possède 25 % de la participation effective cumulée de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken. Aux termes de cette entente, EEP conserve son option sur cinq ans lui permettant d'acquérir une participation supplémentaire de 20 %. À la conclusion définitive de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes de l'entente de crédit conclue avec Enbridge sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financer l'achat initial.

### **Mesures de restructuration stratégique d'EEP**

Le 27 avril 2017, EEP a racheté toutes ses parts privilégiées de série 1 détenues par Enbridge à leur valeur nominale de 1,2 G\$ US au moyen de l'émission de 64,3 millions de parts ordinaires de catégorie A en faveur d'Enbridge. De plus, Enbridge a renoncé irrévocablement à tous les droits liés à ses 66,1 millions de parts de catégorie D et ses 1 000 parts de distribution incitatives, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. Les parts de catégorie F donnent droit à (i) 13 % de toutes les distributions dépassant 0,295 \$ US par part d'EEP, sans toutefois dépasser 0,35 \$ US par part d'EEP, et à (ii) 23 % de toutes les distributions dépassant 0,35 \$ US par part d'EEP. La renonciation irrévocable est en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre des mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US par part à 0,35 \$ US par part.

La renonciation irrévocable des parts de catégorie D et des parts de distribution incitatives, le rachat des parts privilégiées de série 1 et la réduction des distributions trimestrielles se traduiront par un apport inférieur du bénéfice d'EEP. Cet apport inférieur sera annulé en partie par l'apport accru du bénéfice découlant de l'augmentation du nombre de parts ordinaires de catégorie A détenues par Enbridge après la restructuration.

### **MONÉTISATION DES ACTIFS**

Parallèlement à l'annonce en septembre 2016 de l'opération de fusion, la société a également annoncé son intention de se dessaisir d'actifs pour une somme de 2 G\$ sur 12 mois afin de renforcer son bilan à la suite du regroupement et d'accroître la souplesse financière de l'entité issue du regroupement. Compte tenu du placement secondaire mentionné plus bas, de la vente du réseau pipelinier Ozark, de la vente du pipeline de produits raffinés Olympic et d'autres opérations de dessaisissement réalisées en 2016, la société a dépassé son objectif de monétisation de 2 G\$.

Le 18 avril 2017, la société et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») ont réalisé le placement secondaire auprès du public de 17 347 750 actions ordinaires d'ENF au prix de 33,15 \$ l'action, pour un produit brut pour Enbridge d'environ 0,6 G\$ (le « placement secondaire »). Pour réaliser le placement secondaire, Enbridge a échangé 21 657 617 parts d'Enbridge Income Fund (le « fonds ») qu'elle détenait pour un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir sa participation de 19,9 % dans ENF, Enbridge a conservé 4 309 867 des actions ordinaires reçues en échange et vendu le reste dans le cadre du placement secondaire. Enbridge a affecté le produit du placement secondaire au remboursement de sa dette à court terme, en attendant de réinvestir dans son portefeuille en croissance de projets garantis. À la clôture du placement secondaire, la participation économique totale de la société dans ENF a été ramenée de 86,9 % à 84,6 %.

## RÉSULTATS CONSOLIDÉS

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	1 272	643	2 396	2 255
Gazoducs et traitement	682	19	1 021	80
Distribution de gaz	153	83	428	322
Énergie verte et transport	51	41	101	90
Services énergétiques	(18)	(7)	138	(13)
Éliminations et divers	(41)	(48)	(356)	173
Bénéfice avant intérêts et impôts	2 099	731	3 728	2 907
Charge d'intérêts	(565)	(369)	(1 051)	(781)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(293)	(10)	(491)	(427)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(241)	20	(465)	(41)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	919	301	1 557	1 514
Résultat par action ordinaire	0,56	0,33	1,11	1,69
Résultat dilué par action ordinaire	0,56	0,33	1,10	1,67

### BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice avant intérêts et impôts (« BAII ») s'est établi respectivement à 2 099 M\$ et 3 728 M\$, comparativement à 731 M\$ et 2 907 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016. Le bénéfice du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 a profité de l'incidence positive de l'apport des nouveaux actifs issus de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017.

L'incidence positive sur le BAII résultant des nouveaux actifs issus de l'opération de fusion a été annulée en partie par les résultats moins élevés des secteurs Services énergétiques et Oléoducs, tel que mentionné plus bas.

La comparabilité des résultats de la société d'une période à l'autre subit également l'incidence d'un certain nombre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation qui sont énumérés dans les tableaux sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR, les plus importants étant les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le BAII de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 461 M\$, comparativement à des pertes de 98 M\$ inscrite pour la période correspondante de 2016. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 877 M\$, comparativement à des gains de 834 M\$ inscrits pour la période correspondante de 2016. La société dispose d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt et de change et les risques liés au prix des marchandises, qui sont source de volatilité pour le bénéfice à court terme. À long terme, Enbridge estime que son programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose sa proposition de valeur aux investisseurs.

De plus, la comparabilité du BAII d'une période à l'autre a subi l'effet de la comptabilisation d'une perte de valeur de 176 M\$ (103 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) au deuxième trimestre de 2016 découlant de la participation de 75 % d'Enbridge dans une coentreprise, Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail »), une installation de transbordement rail-péniche dans le Grand Philadelphie en Pennsylvanie.

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le BAII rendait compte également de charges de 178 M\$ (130 M\$ après impôts) relatives aux coûts liés à l'opération de fusion, ainsi que des coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés de 208 M\$ (146 M\$ après impôts) liés aux compressions de personnel effectuées à l'échelle de la société en mars 2017 et aux coûts de restructuration dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.

### **BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES**

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est chiffré à 919 M\$ (0,56 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 301 M\$ (0,33 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est établi à 1 557 M\$ (1,11 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 1 514 M\$ (1,69 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *Bénéfice avant intérêts et impôts* ci-dessus, les charges d'intérêts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison de la dette prise en charge dans le cadre de l'opération de fusion. Les dividendes sur actions privilégiées ont également augmenté en raison des actions privilégiées supplémentaires qui ont été émises au quatrième trimestre de 2016 en vue de financer en partie le programme d'investissement de croissance de la société.

Les charges d'impôts ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016, en raison essentiellement de la hausse du bénéfice.

Le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables a augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017 comparativement aux périodes correspondantes de 2016. L'augmentation est attribuable aux nouvelles participations ne donnant pas le contrôle liées aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à la baisse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans EEP au cours de 2016.

La baisse du bénéfice par action ordinaire pour le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion, l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 suivie d'une offre de 56 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016, ainsi que d'autres émissions intervenues dans le cadre du programme de réinvestissement des dividendes de la société.

## INFORMATION PROSPECTIVE

*Le présent rapport de gestion renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur la société, ses filiales et ses sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « planifier », « viser », « cibler », « croire » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus; le rendement prévu du secteur Oléoducs; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard du programme de croissance garanti sur le plan commercial de la société; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue des coentrepreneurs de la société à terminer et financer les projets en construction; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; les dividendes futurs estimatifs; le recouvrement des coûts pour le tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (« programme L3R au Canada »); l'agrandissement prévu du réseau T-South; la capacité prévue du projet éolien extra-côtier Hohe See; les coûts prévus liés aux déversements de pétrole brut provenant de la canalisation 6A et de la canalisation 6B; l'incidence prévue de l'ordonnance sur consentement d'Aux Sable; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation; les coûts prévus pour la correction de fuites et les éventuels recouvrements d'assurance; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre; les attentes quant à l'incidence de l'opération de fusion, y compris l'envergure, la souplesse financière, le programme de croissance, les perspectives commerciales futures et la performance dans l'avenir de la société issue du regroupement; l'incidence du programme L3R au Canada sur les programmes d'intégrité en vigueur; la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes ainsi que l'incidence prévue du programme de couverture.*

*Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, de LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité d'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour les projets de la société; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant de l'opération de fusion; les lois gouvernementales; les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur les flux de trésorerie futurs de la société; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus et les dividendes futurs estimatifs. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour les services de la société. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels la société évolue, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la société et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs macroéconomiques, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur la société, le BAII prévu, le BAII ajusté, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) ajusté(e) et les montants connexes par action ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction, l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux, l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt, l'incidence des conditions météorologiques et l'approbation par les clients, le*

*gouvernement et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et les régimes de recouvrement des coûts.*

*Les énoncés prospectifs d'Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'incidence de l'opération de fusion, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, de la politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et la demande pour les marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport de gestion et dans d'autres documents déposés par la société auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que le plan d'action futur d'Enbridge dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent rapport de gestion ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif ultérieur, écrit ou verbal, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.*

## **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Le présent rapport de gestion renferme des références au BAII ajusté, au bénéfice ajusté et au bénéfice ajusté par action. Le BAII ajusté s'entend du BAII ajusté pour exclure des facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation des données sectorielles ou consolidées. Le bénéfice ajusté représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour exclure les facteurs non récurrents, inhabituels ou hors exploitation inclus dans le BAII ajusté, ainsi que pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation liés à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices, aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables des données consolidées. Ces facteurs, assimilés à des éléments d'ajustement, sont rapprochés et décrits dans la section sur les résultats financiers du secteur d'activité touché.

La direction est d'avis que la présentation d'informations sur le BAII ajusté, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire fournit des renseignements utiles aux investisseurs et aux actionnaires puisqu'elle contribue à rehausser la transparence et donne un meilleur aperçu de la performance de la société. La direction se sert du BAII ajusté et du bénéfice ajusté afin de fixer les objectifs de la société et d'évaluer le rendement de cette dernière. Le BAII ajusté, le BAII ajusté de chacun des secteurs, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs.

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement entre les mesures conformes aux PCGR et les mesures non conformes aux PCGR.



## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAII ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts et impôts	2 099	731	3 728	2 907
Éléments d'ajustement <sup>1</sup> :				
Variations du (gain) de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés <sup>2</sup>	(461)	98	(877)	(834)
Perte de valeur de l'actif et des investissements	-	187	-	187
(Gains) pertes de change intersociétés non réalisées	7	(5)	14	55
Essais hydrostatiques	-	-	-	(12)
Droits de rattrapage <sup>3</sup>	-	48	-	115
Coûts de redémarrage des pipelines et des installations liés aux incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta	-	21	-	21
Coûts de correction de fuites, déduction faite des règlements de compagnies d'assurance	4	1	8	16
Températures supérieures (inférieures) à la normale <sup>4</sup>	-	(9)	-	8
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	50	3	203	3
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de restructuration	79	8	208	8
Autres	(65)	6	(56)	(11)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 713	1 089	3 228	2 463
Charge d'intérêts	(565)	(369)	(1 051)	(781)
Impôts sur les bénéfices	(293)	(10)	(491)	(427)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(241)	20	(465)	(41)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Charge d'intérêts	(23)	6	(2)	24
Impôts sur les bénéfices	99	(121)	153	120
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	53	(88)	129	(95)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>662</b>	<b>456</b>	<b>1 337</b>	<b>1 119</b>

1 Le tableau ci-dessus présente les éléments d'ajustement en fonction de leur nature. Pour obtenir une description détaillée de ces éléments d'ajustement pour un secteur donné, se reporter à l'analyse de ce secteur.

2 Les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés sont présentées déduction faite des montants réalisés au règlement de contrats dérivés pendant la période visée.

3 Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAII. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers - Oléoducs.

4 Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAII. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers - Distribution de gaz.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI AJUSTÉ ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	938	922	1 908	2 006
Gazoducs et traitement	667	90	1 003	177
Distribution de gaz	153	73	422	313
Énergie verte et transport	51	40	101	88
Services énergétiques	(3)	47	(8)	48
Éliminations et divers	(93)	(83)	(198)	(169)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 713	1 089	3 228	2 463
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(588)	(363)	(1 053)	(757)
Impôts sur les bénéfices <sup>1</sup>	(194)	(131)	(338)	(307)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>1</sup>	(188)	(68)	(336)	(136)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Bénéfice ajusté	662	456	1 337	1 119
Bénéfice ajusté par action ordinaire	0,41	0,50	0,95	1,25

<sup>1</sup> Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

### BAIL ajusté

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le BAIL ajusté a atteint respectivement 1 713 M\$ et 3 228 M\$, une hausse de 624 M\$ et 765 M\$ comparativement aux périodes correspondantes de 2016. La croissance du BAIL ajusté par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent est surtout attribuable aux apports des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion conclue le 27 février 2017, à quoi il faut aussi ajouter la contribution plus élevée du secteur Énergie verte et transport. Ces éléments positifs ont par contre été en partie annulés par les températures plus douces enregistrées dans les zones de desserte des services de distribution de gaz de la société et par les résultats en recul des secteurs Services énergétiques et Oléoducs.

La croissance du BAIL ajusté a été plus prononcée dans le secteur Gazoducs et traitement, où est consigné l'essentiel des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion. La croissance de ce secteur a également rendu compte de l'apport des usines à gaz Tupper Main et Tupper West (les « usines Tupper ») acquises en avril 2016.

Si l'on exclut l'apport du réseau Express-Platte à la suite de l'opération de fusion, le BAIL ajusté du secteur Oléoducs a été moins élevé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 que pour les périodes correspondantes de 2016. Les résultats du deuxième trimestre 2017 ont subi l'incidence de plusieurs éléments transitoires, notamment une importante interruption imprévue et l'accélération du programme d'entretien à une installation en amont d'un client, d'autres perturbations apparentées et non apparentées de la production et un programme d'essais hydrostatiques sur la canalisation 5 au cours du mois de juin 2017. L'incidence cumulée de ces facteurs sur le réseau principal a été d'environ 50 M\$ au deuxième trimestre de 2017. Jusqu'en juin, le réseau principal a acheminé des volumes presque records et le réseau a fonctionné selon le principe de la répartition pour le service de pétrole brut lourd. La répartition sur le réseau principal a aussi influé sur la contribution de certains pipelines en aval au BAIL ajusté au cours des premier et deuxième trimestres de 2017. Le rendement du secteur Oléoducs a également subi l'effet d'un changement dans les pratiques, la société n'incluant plus, pour établir le BAIL ajusté, les liquidités reçues aux termes de contrats d'achat ferme assortis de droits de rattrapage. Par ailleurs, le dessaisissement de certains actifs et la diminution des produits de surcharges ont fait reculer le BAIL ajusté. Le BAIL ajusté généré par le secteur Oléoducs devrait s'apprécier au cours de la deuxième moitié de 2017, car on s'attend à ce que le débit du réseau principal revienne aux niveaux records atteints plus tôt cette année et que les projets d'optimisation de la capacité entrepris au premier semestre du présent exercice pour alléger la répartition sur le réseau principal soient opérationnels.

Dans le secteur Distribution de gaz, Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») a généré un BAII ajusté moins élevé pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement des produits de distribution moins élevés, imputables au temps plus chaud que la normale enregistré au premier semestre de 2017. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, EGD a cessé d'exclure de son BAII ajusté l'incidence des températures plus chaudes ou plus froides que la normale. Au cours de la première moitié de 2017, les températures plus chaudes que la normale ont eu pour effet de retrancher d'environ 23 M\$ le BAII ajusté d'EGD. La diminution du BAII ajusté d'EGD d'une période à l'autre a été plus que compensée par les apports d'Union Gas depuis la conclusion de l'opération de fusion.

Le BAII ajusté du secteur Services énergétiques pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 rend compte d'une compression des différentiels liés aux emplacements et à la qualité sur certains marchés, de la demande moins élevée des raffineries pour certains produits et des moindres possibilités de dégager des marges bénéficiaires sur les installations pour lesquelles la société a des obligations de capacité. Le BAII ajusté 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.

L'augmentation de la perte ajustée avant intérêts et impôts inscrite à l'unité Élimination et divers rend compte de la hausse des charges non réparties de la société résultant principalement de l'opération de fusion, annulée en partie par les synergies réalisées jusqu'ici du fait de l'intégration des fonctions corporatives.

### **Bénéfice ajusté**

Le bénéfice ajusté s'est établi à 662 M\$ (0,41 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2017, contre 456 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Le bénéfice ajusté s'est établi à 1 337 M\$ (0,95 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2017, contre 1 119 M\$ (1,25 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *BAII ajusté* ci-dessus, la comparabilité du bénéfice ajusté concorde avec l'explication donnée à la rubrique *Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires* ci-dessus.

## PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel des projets de la société garantis sur le plan commercial, par secteur d'exploitation. Les dépenses engagées à ce jour reflètent les dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 30 juin 2017.

	Coût en capital estimatif <sup>1</sup>	Dépenses engagées à ce jour	Date d'entrée en service prévue	État d'avancement
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
<b>OLÉODUCS</b>				
1. Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds)	1,3 G\$	1,1 G\$	2017	Terminé
2. Réseau pipeline Bakken (EEP)	1,5 G\$ US	1,5 G\$ US	2017	Terminé
3. Projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux (le groupe du fonds)	2,6 G\$	2,3 G\$	2017 (par étapes)	Essentiellement terminé
4. Agrandissement du réseau principal de Lakehead - canalisation 61 (EEP)	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	2019	Essentiellement terminé
5. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada <sup>2</sup> (le groupe du fonds)	5,3 G\$	1,7 G\$	2019	Préconstruction
6. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis <sup>2</sup> (EEP)	2,9 G\$ US	0,5 G\$ US	2019	En construction
7. Autres - Canada	0,3 G\$	0,1 G\$	2017-2018	Diverses étapes
<b>GAZODUCS ET TRAITEMENT</b>				
8. Sabal Trail (SEP) <sup>3</sup>	1,6 G\$ US	1,4 G\$ US	2017	Terminé
9. Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP) <sup>3</sup>	0,5 G\$ US	0,2 G\$ US	2017	En construction
10. Atlantic Bridge (SEP) <sup>3</sup>	0,5 G\$ US	0,2 G\$ US	2017-2018	En construction
11. NEXUS (SEP) <sup>3</sup>	1,1 G\$ US	0,5 G\$ US	2018	Préconstruction
12. High Pine <sup>3</sup>	0,4 G\$	0,2 G\$	2017	En construction
13. Projet de fiabilité et de maintenabilité <sup>3</sup>	0,5 G\$	0,3 G\$	2017-2018	En construction
14. Gazoduc Valley Crossing <sup>3</sup>	1,5 G\$ US	0,5 G\$ US	2018	En construction
15. Programme Spruce Ridge <sup>3</sup>	0,5 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	2019	Préconstruction
16. Réseau T-South de British Columbia Pipeline <sup>3</sup>	1,0 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	2020	Préconstruction
17. Autres - États-Unis <sup>3</sup>	1,6 G\$ US	0,9 G\$ US	2017-2019	Diverses étapes
18. Autres - Canada <sup>3</sup>	0,4 G\$	0,2 G\$	2017-2018	Diverses étapes

	Coût en capital estimatif <sup>1</sup>	Dépenses engagées à ce jour	Date d'entrée en service prévue	État d'avancement
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
<b>DISTRIBUTION DE GAZ</b>				
19. Agrandissement Dawn-Parkway <sup>3</sup> en 2017	0,6 G\$	0,5 G\$	2017	En construction
20. Autres - Canada <sup>3</sup>	0,3 G\$	0,1 G\$	2017	En construction

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

21. Projet éolien Chapman Ranch	0,4 G\$ US	0,3 G\$ US	2017	En construction
22. Projet éolien extracôtier Rampion	0,8 G\$ (0,37 G£)	0,5 G\$ (0,3 G£)	2018	En construction
23. Projet éolien extracôtier Hohe See <sup>4</sup>	1,7 G\$ (1,07 G€)	0,5 G\$ (0,3 G€)	2019	Préconstruction
24. Projet d'agrandissement Hohe See	0,4 G\$ (0,27 G€)	Aucune dépense importante à ce jour	2019	Préconstruction

<sup>1</sup> 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 la part d'Enbridge des projets en coentreprise.

<sup>2</sup> Selon le plan d'exécution mis à jour, le coût actualisé du projet devrait se chiffrer à 5,3 G\$ au Canada et à 2,9 G\$ US aux États-Unis.

<sup>3</sup> Comprend les projets acquis dans le cadre de l'opération de fusion. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

<sup>4</sup> En février 2017, Enbridge a fait l'acquisition d'une participation effective de 50 % dans le projet éolien extracôtier Hohe See.

La description de chacun des projets d'Enbridge, y compris ceux entrepris par EEP et par le groupe du fonds, constitué du fonds, d'Enbridge Commercial Trust, d'Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et des filiales et sociétés émettrices d'EIPLP, est donnée dans le rapport annuel de gestion de 2016 de la société. Les projets ayant fait des progrès importants depuis le 17 février 2017, date du dépôt du rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, dont les projets garantis sur le plan commercial au moment de la clôture de l'opération de fusion, sont traités ci-dessous.

## OLÉODUCS

### Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds)

Le réseau pipeline Norlite, un nouveau pipeline de diluants ayant son point de départ au terminal Stonefell de la société, a été mis en service à l'échelle commerciale le 1<sup>er</sup> mai 2017. Pour répondre aux besoins de multiples producteurs de la région des sables bitumineux de l'Athabasca, le pipeline d'un diamètre de 24 pouces procure une capacité initiale d'environ 218 000 barils par jour (« b/j ») de diluants qui pourrait être portée à près de 465 000 b/j avec l'ajout de stations de pompage. Keyera Corp. a opté pour une participation de 30 % à titre de propriétaire non exploitant dans le réseau pipeline Norlite.

### Réseau pipeline Bakken (EEP)

Le 15 février 2017, EEP a fait l'acquisition d'une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken pour un prix d'achat de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US). Le réseau pipeline Bakken a été mis en service le 1<sup>er</sup> juin 2017. Il rattache la formation de Bakken, au Dakota du Nord, aux marchés de la région de l'est des Petroleum Administration for Defense Districts et à la côte américaine du golfe du Mexique, procurant aux clients un accès à des marchés de premier choix à un coût concurrentiel.

Le 27 avril 2017, Enbridge a conclu un arrangement de financement conjoint avec EEP, aux termes duquel Enbridge détient une participation de 75 % et EEP de 25 % de la participation effective combinée de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken.

### **Agrandissement du réseau principal de Lakehead (EEP)**

L'agrandissement du réseau principal de Lakehead comprend plusieurs projets destinés à accroître la capacité du réseau principal de Lakehead (« réseau de Lakehead ») entre son point d'origine, à la frontière canado-américaine près de Neche, au Dakota du Nord, et Flanagan, en Illinois. Ces projets comprennent l'agrandissement de la canalisation Alberta Clipper (canalisation 67), le prolongement de l'accès vers le sud (canalisation 61) et la construction de la canalisation jumelle de Spearhead North (canalisation 78). L'agrandissement de la canalisation 67 et la construction de la canalisation 78 ont été achevés en 2015.

L'augmentation de la capacité de la canalisation 67 demeure assujettie à l'obtention d'une modification au permis présidentiel actuel pour permettre l'exploitation de la canalisation 67 à la frontière des États-Unis et du Canada à sa capacité d'exploitation actuellement prévue de 800 000 b/j. Le 10 février 2017, le département d'État des États-Unis (« DOS »), l'organisme chargé de délivrer les permis pour les pipelines transfrontaliers conformément à une délégation de pouvoir par le président en vertu d'un décret, a publié un nouveau projet d'étude d'impact environnemental (« EIE »), qui a précisé que l'augmentation de capacité prévue n'avait aucun impact environnemental défavorable important. La période prévue pour recueillir les commentaires du public sur le projet d'EIE a pris fin le 27 mars 2017. Le DOS étudie en ce moment tous les commentaires qu'il a reçus et prépare l'EIE finale. Conformément au décret, le DOS a institué une période de consultation interinstitutions de 90 jours afin de solliciter des commentaires de certains autres organismes fédéraux pour déterminer si le prolongement de la canalisation 67 servira l'intérêt national. La période de consultation interinstitutions a commencé le 28 mars 2017. Après la publication de l'EIE finale et la conclusion du processus de consultation interinstitutions, le gouvernement américain prendra une décision et délivrera un permis présidentiel s'il estime que cette mesure est dans l'intérêt national. La décision du gouvernement américain est attendue plus tard au cours de l'année.

Le prolongement de l'accès vers le sud entre Superior, au Wisconsin, et Flanagan, en Illinois, constituait la dernière étape de l'agrandissement du réseau principal de Lakehead. Le prolongement visant à accroître la capacité du pipeline à 1 200 000 b/j à un coût estimatif d'environ 0,4 G\$ US a été achevé en grande partie en juin 2017. De concert avec les expéditeurs, la société a décidé de reporter à 2019 l'entrée en service de cette phase du projet d'agrandissement vers le sud pour qu'elle soit davantage alignée sur la date d'entrée en service prévue du tronçon américain du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »).

EEP exploitera le projet selon la méthode fondée sur le coût du service. L'agrandissement du réseau principal de Lakehead est financé à 75 % par Enbridge et à 25 % par EEP dans le cadre d'un arrangement de financement mixte. Aux termes de cet arrangement, EEP a la possibilité d'accroître la participation économique qu'elle détient d'au plus 15 % au coût.

### **Programme de remplacement de la canalisation 3**

Le programme de remplacement de la canalisation 3 (« programme L3R ») renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau principal tout en conférant davantage de souplesse et il permettra à la société et à EEP d'optimiser le débit du réseau principal et de rétablir la capacité d'environ 370 000 b/j pour le transport de l'Ouest canadien à Superior, au Wisconsin.

### **Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds)**

Le programme L3R au Canada, un complément aux programmes d'intégrité actuels, prévoit le remplacement de tronçons d'une longueur d'environ 1 084 kilomètres (673 milles) de la canalisation 3 actuelle située entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba.

En avril 2016, l'Office national de l'énergie (l'« Office ») a jugé que le programme L3R au Canada était dans l'intérêt du public canadien et a publié les conditions finales et une recommandation au Cabinet fédéral d'approuver la délivrance d'un certificat de commodité et de nécessité publiques (le « certificat ») pour autoriser la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes. Le gouvernement du Canada a donné son approbation le 29 novembre 2016 sans imposer de changements importants aux conditions du permis et, le 1<sup>er</sup> décembre 2016, l'Office a délivré le certificat. Par la suite, Ressources naturelles Canada (« RNCan ») a publié l'évaluation finale des émissions de gaz à effet de serre

(« GES ») en amont ainsi que les rapports résumant la consultation supplémentaire de la Couronne auprès des peuples autochtones et l'enquête en ligne menée par RNCAN auprès du public.

En décembre 2016, la Fédération des Métis du Manitoba (« FMM ») et l'Association des chefs du Manitoba (« ACM ») ont déposé une requête en autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale (la « Cour fédérale »), qui a été par la suite accordée, pour qu'elle procède à une révision judiciaire de la décision du gouvernement du Canada approuvant le programme L3R au Canada. Le 4 juillet 2017, la FMM a retiré sa requête de révision judiciaire. La demande de révision de l'ACM devrait être entendue par la Cour fédérale en 2018, mais aucune date n'a encore été fixée pour l'audience. Il n'est pas possible à ce stade-ci de prévoir quelle sera la décision.

Le 7 juillet 2017, l'Office a approuvé les plan, profil et livre de renvoi pour le programme L3R au Canada, ce qui signifie que le tracé détaillé pour le programme L3R au Canada a été approuvé. Tous les documents exigés préalablement à la construction ont été déposés auprès de l'Office. Enbridge attend l'approbation de l'Office relativement aux deux dernières conditions avant de lancer les travaux.

Selon le plan d'exécution actualisé, le coût révisé du projet se chiffre à 5,3 G\$ au Canada. Cette hausse modeste relève le coût du projet d'environ 8 % par rapport aux estimations. Cette augmentation découle des nombreux retards dans le processus réglementaire ainsi que de quelques modifications à la portée et au tracé du projet, de même que d'autres changements par suite des consultations exhaustives et de l'obligation de satisfaire aux conditions assorties au permis. L'incidence de ces coûts supplémentaires est entièrement annulée par les coûts d'exploitation estimatifs plus faibles prévus et la fermeté du dollar américain par rapport aux hypothèses retenues initialement pour le projet.

#### **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)**

Le programme L3R aux États-Unis, un complément aux programmes d'intégrité actuels, prévoit le remplacement des derniers tronçons d'une longueur d'environ 576 kilomètres (358 milles) de la canalisation 3 actuelle entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin. EEP a reçu l'autorisation de remplacer la canalisation 3 au Dakota du Nord et au Wisconsin.

EEP fait les démarches nécessaires pour obtenir les permis de construction requis pour le programme L3R aux États-Unis dans l'État du Minnesota. Le projet exige un certificat de nécessité et l'approbation du tracé du pipeline (« approbation du tracé ») de la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC »). Cette dernière a jugé complètes les demandes de certificat de nécessité et d'approbation du tracé pour le programme L3R aux États-Unis, dans l'État du Minnesota. Le 1<sup>er</sup> février 2016, la MNPUC a rendu une ordonnance écrite exigeant du département du Commerce du Minnesota (« DOC ») qu'il réalise une étude d'impact environnemental (« EIE ») avant le début du processus d'obtention du certificat de nécessité et d'approbation du tracé. Le DOC a publié son projet d'EIE le 15 mai 2017. La période de commentaires du public sur ce document a pris fin le 10 juillet 2017. Selon le DOC, la version définitive de l'EIE devrait venir en août 2017. La construction du tronçon du programme L3R aux États-Unis situé au Wisconsin a commencé vers la fin du mois de juin 2017.

Selon le plan d'exécution actualisé, le coût révisé du projet se chiffre à 2,9 G\$ US aux États-Unis. Cette hausse modeste relève le coût du projet d'environ 12 % par rapport aux estimations. Cette augmentation découle des nombreux retards dans le processus réglementaire ainsi que de quelques modifications à la portée et au tracé du projet, de même que d'autres changements par suite des consultations exhaustives et de l'obligation de satisfaire aux conditions assorties au permis. EEP recouvrera les coûts, plus un rendement sur le capital, par le truchement de son mécanisme de surcharge sur les installations sur la durée initiale de 15 ans de l'entente. Aux fins de la surcharge de tarification, l'entente prévoit un recouvrement du capital sur 30 ans en fonction de la méthode du coût du service.

Le 26 janvier 2017, Enbridge et EEP ont conclu une entente visant le financement conjoint du programme L3R aux États-Unis en vertu duquel Enbridge et EEP financeront respectivement 99 % et 1 % des coûts du projet. Enbridge a remboursé à EEP quelque 450 M\$ US pour des dépenses engagées jusqu'ici dans le cadre du projet et financera 99 % des coûts en capital pendant la construction. EEP a la

possibilité d'augmenter sa participation économique d'un maximum de 40 %, au coût d'Enbridge, jusqu'à quatre ans après la mise en service du projet.

## **GAZODUCS ET TRAITEMENT**

### **Sabal Trail (SEP)**

Le projet Sabal Trail, une coentreprise formée de NextEra Energy et Duke Energy, est entré en service au début de juillet 2017. Le projet fournira un service de transport ferme de gaz naturel à Florida Power & Light Company pour répondre à ses besoins de production d'électricité et à Duke Energy Florida pour l'usine à gaz naturel qu'elle envisage, en Floride. Les installations comprennent un nouveau gazoduc de 748 kilomètres (465 milles) de longueur, ainsi que des canalisations latérales et plusieurs stations de compression. Cette nouvelle infrastructure, située en Alabama, en Géorgie et en Floride, ajoutera environ 1 100 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») de capacité supplémentaire et donnera accès aux ressources de gaz de schiste terrestres, une fois approuvés les futurs agrandissements.

### **Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP)**

Les projets de prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon de SEP permettront aux expéditeurs d'acheminer de nouveaux approvisionnements de gaz naturel de la région des Appalaches aux États-Unis jusqu'aux marchés du Midwest et du sud-est des États-Unis, où la demande de gaz naturel est forte. Les installations associées à ces projets comprennent un doublement de canalisation, ainsi que des modifications et des agrandissements à des stations de compression actuelles sur le réseau pipelinier de SEP dans l'est du Texas. Ensemble, ces projets sont conçus pour amener 622 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz à des clients des États de l'Ohio, du Kentucky et du Mississippi. Ces projets devraient être mis en service au deuxième semestre de 2017.

### **Atlantic Bridge (SEP)**

Le projet Atlantic Bridge est un agrandissement qui vise à ajouter 133 Mpi<sup>3</sup>/j de capacité supplémentaire aux réseaux Algonquin Gas Transmission et Maritimes & Northeast Pipeline de SEP à destination de la Nouvelle-Angleterre et de marchés d'utilisation finale précis dans les provinces maritimes canadiennes. L'agrandissement consiste principalement à remplacer, sur 10 kilomètres (6 milles) de longueur, une canalisation de 26 pouces par une autre de 42 pouces et à ajouter une nouvelle capacité de compression dans l'État du Connecticut, ainsi qu'une nouvelle station de compression au Massachusetts. Le tronçon du projet situé au Connecticut devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2017. Celui situé dans l'État du Massachusetts devrait, pour sa part, être mis en service à la fin de 2018.

### **NEXUS (SEP)**

Dans le cadre d'une participation de 50 % dans une coentreprise avec DTE Energy Company, SEP a entrepris les travaux préalables à la construction du projet NEXUS, un nouveau réseau pipelinier d'une capacité maximale de 1,5 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j »), qui reliera le réseau de l'est du Texas de SEP en Ohio au carrefour Dawn d'Union Gas, en Ontario. Les installations comprennent quelque 410 kilomètres (255 milles) de canalisations de 36 pouces qui traverseront le nord de l'État de l'Ohio pour aboutir dans la région de Détroit, au Michigan, ainsi que quatre nouvelles stations de compression d'une puissance totale de 130 000 chevaux-puissance et six nouvelles stations de comptage. La Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») n'a toujours pas approuvé le projet NEXUS en raison de l'absence de quorum. Bien que la demande de certificat pour le projet NEXUS soit toujours en instance, le dossier à l'appui de l'EIS finale et des demandes est complet et n'attend qu'une approbation rapide de la FERC dès que le quorum aura été rétabli. Une nouvelle date de mise en service en 2018 sera arrêtée lorsque l'autorisation attendue aura été accordée.

### **High Pine**

Le projet High Pine de Westcoast sur le réseau de British Columbia Pipeline comprend un accroissement de capacité de 240 Mpi<sup>3</sup>/j du réseau pipelinier T-North au moyen de deux doublements de canalisation de 42 pouces sur une longueur totale d'environ 37 kilomètres (23 milles) dans la région de Fort St. John, en Colombie-Britannique. Le projet consiste à ajouter un compresseur et l'infrastructure connexe à la station de compression de Sunset Creek dans le nord-est de la province. Le projet devrait entrer en service d'ici la fin de 2017.



### **Projet de fiabilité et de maintenabilité**

Le projet de fiabilité et de maintenabilité de Westcoast (« RAM ») vise à améliorer le rendement du tronçon sud du réseau de British Columbia Pipeline pour soutenir la charge de base accrue imposée au réseau par, d'une part, l'augmentation de la production de gaz dans le nord-est de la Colombie-Britannique et, d'autre part, la demande des utilisateurs finaux, notamment de nouveaux projets industriels, des centrales électriques et des installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de taille modeste. Le projet RAM consiste à moderniser le tronçon sud du réseau de British Columbia Pipeline par le remplacement de trois stations de compression. Il préparera le réseau de British Columbia Pipeline à fonctionner au facteur de charge plus élevé qui devrait découler d'une hausse attendue des taux d'utilisation liés à des charges supplémentaires tout au long de l'année. Les deux premières stations de compression devraient être mises en service au quatrième trimestre de 2017 et la troisième, durant la première moitié de 2018.

### **Gazoduc Valley Crossing**

Le projet de gazoduc Valley Crossing ouvrira de nouveaux débouchés aux producteurs de gaz du Texas et aidera le Mexique à répondre à ses besoins croissants de production d'électricité en raison de l'abandon progressif du mazout au profit du GNL importé pour l'alimentation des génératrices. Le projet comprendra une nouvelle canalisation principale de 269 kilomètres (167 milles) de longueur constituée d'une canalisation de 48 pouces d'une longueur approximative de 221 kilomètres (138 milles) et d'une canalisation de 42 pouces de 48 kilomètres (30 milles). Le gazoduc vise à transporter 2,6 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz du carrefour Agua Dulce, au Texas, jusqu'à un raccordement extracôtier faisant partie du projet Sur de Texas-Tuxpan que construit actuellement une tierce partie. Le gazoduc Valley Crossing devrait entrer en service durant la deuxième moitié de 2018.

### **Programme Spruce Ridge**

Dans le cadre du programme Spruce Ridge, Westcoast vise à prolonger le gazoduc de British Columbia Pipeline jusque dans le nord de la Colombie-Britannique. Les ententes de service pour l'agrandissement ont été signées à la fin de 2016, et on s'emploie maintenant à déterminer la portée finale du projet dans l'optique d'une entrée en service en 2019.

### **Réseau T-South de British Columbia Pipeline**

Au deuxième trimestre de 2017, Enbridge a mis fin à un appel de soumissions exécutoires fructueux sur son réseau T-South de British Columbia Pipeline pour la livraison de volumes supplémentaires de 190 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel jusqu'au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine. Tous les contrats avec les clients découlant de l'appel de soumissions ont été signés. À l'heure actuelle, la capacité du réseau T-South est entièrement visée par des contrats. Un agrandissement est nécessaire pour satisfaire la demande croissante des clients, attribuable à l'essor rapide de la production dans la région de Montney. Le projet comprendra un doublement du réseau T-South et la modernisation de stations de compression situées le long de celui-ci, le tout à un coût d'environ 1 G\$. Le projet devrait entrer en service d'ici la fin de 2020.

## **DISTRIBUTION DE GAZ**

### **Agrandissement Dawn-Parkway en 2017**

Le projet d'agrandissement Dawn-Parkway en 2017 d'Union Gas, en Ontario, vise à accroître la capacité du réseau de transport de Dawn à Parkway de 419 Mpi<sup>3</sup>/j grâce à l'ajout d'un nouveau compresseur de 44 500 chevaux-puissance à chacune des stations de compression de Dawn, Lobo et Bright, en Ontario. Le projet d'agrandissement Dawn-Parkway devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2017.

## **ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT**

### **Projet d'agrandissement de Hohe See**

En juin 2017, la société a annoncé qu'elle avait décidé d'exercer son option de s'associer à l'entreprise de services publics allemande EnBW dans l'agrandissement du projet éolien extracôtier Hohe See (« projet Hohe See »). Le projet d'agrandissement de Hohe See, qui sera situé non loin du projet Hohe See d'une capacité de 497 mégawatts, aura une capacité de 112 mégawatts. Comme pour le projet Hohe See, le projet d'agrandissement de Hohe See sera réalisé dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'installation à forfait qui seront signés avec d'importants fournisseurs. Le projet d'agrandissement de Hohe See est garanti par l'État, par le truchement d'un mécanisme de soutien aux produits légiféré d'une durée de 20 ans. Le projet devrait entrer en service parallèlement au projet Hohe See, en 2019.

## **ANNONCES D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT**

Les projets suivants ont été annoncés par la société, mais sans avoir encore rempli les critères de la société pour être classés comme étant garantis sur le plan commercial. La société compte 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.

## **GAZODUCS ET TRAITEMENT**

### **Projet de gazoduc Gulf Coast Express**

En avril 2017, DCP Mainstream a annoncé la signature d'une lettre d'intention avec Kinder Morgan Texas Pipeline LLC en vue de participer à l'aménagement du projet de gazoduc Gulf Coast Express. Le projet procurera un débouché pour la production croissante de gaz naturel dans le Bassin permien vers les marchés en essor situés le long de la côte du golfe du Texas. Le projet pourra transporter jusqu'à 1,7 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel grâce à une canalisation de 42 pouces s'étirant sur environ 692 kilomètres (430 milles) entre la région de Waha, au Texas, et Agua Dulce, aussi au Texas. Sous réserve d'engagements suffisants des expéditeurs, le projet devrait entrer en service durant la deuxième moitié de 2019.

## **ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT**

### **Éolien Maritime France SAS**

Enbridge a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF »), une société française de mise en valeur de l'énergie éolienne en mer. EMF est détenue par Enbridge et EDF Énergies Nouvelles, une filiale d'Électricité de France S.A. Par l'entremise de filiales, EMF détient les permis visant trois parcs éoliens de grande envergure au large des côtes de la France. Ensemble, ces trois projets ont une capacité de 1 428 mégawatts de puissance. 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. La quote-part des coûts engagés à ce jour par Enbridge s'établit à environ 226 M\$ (148 M€).

## **RÉSULTATS FINANCIERS**

On trouvera une description de l'actif et des risques s'y rattachant pour les actifs détenus par Enbridge au 31 décembre 2016 dans l'analyse propre à chaque actif dans le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Pour les actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, la description de chaque actif et des risques supplémentaires s'y rattachant directement figure dans l'analyse des résultats d'exploitation des divers actifs ci-après. Les sommaires de rendement ci-dessous présentent les résultats financiers des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion depuis la date de clôture de la fusion.

## OLÉODUCS

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal au Canada	234	177	471	486
Réseau de Lakehead	300	359	689	712
Réseau régional des sables bitumineux	91	88	184	181
Réseau du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique	128	160	246	341
Pipeline Southern Lights	43	39	85	80
Réseau Express-Platte <sup>1</sup>	56	-	83	-
Réseau Bakken	50	54	82	108
Pipelines d'amenée et autres	36	45	68	98
<b>Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts</b>	<b>938</b>	<b>922</b>	<b>1 908</b>	<b>2 006</b>
Réseau principal au Canada - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	266	(12)	421	556
Réseau principal au Canada - coûts de correction de fuites	(5)	-	(12)	-
Réseau de Lakehead - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	1	(4)	2	(5)
Réseau de Lakehead - essais hydrostatiques	-	-	-	12
Réseau de Lakehead - coûts de correction de fuites	-	(1)	-	(21)
Réseau régional des sables bitumineux - coûts de redémarrage des pipelines et des installations liés aux incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta	-	(21)	-	(21)
Réseau régional des sables bitumineux - ajustement de droits de rattrapage <sup>2</sup>	-	(20)	-	(34)
Réseau régional des sables bitumineux - règlements de compagnies d'assurance pour déversement	-	-	3	5
Réseau du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique - variations de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés	-	(1)	-	(1)
Réseau du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique - ajustement de droits de rattrapage <sup>2</sup>	-	(28)	-	(78)
Pipeline Southern Lights - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	9	(6)	16	26
Réseau Bakken - variations de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés	(1)	(2)	-	(3)
Réseau Bakken - ajustement de droits de rattrapage <sup>2</sup>	-	3	-	-
Réseau Bakken - gain à la vente d'un pipeline et coûts de liquidation du projet	67	-	62	-
Pipelines d'amenée et autres - perte de valeur de l'investissement	-	(176)	-	(176)
Pipelines d'amenée et autres - décomptabilisation des soldes réglementaires	-	(6)	-	(6)
Pipelines d'amenée et autres - ajustement de droits de rattrapage <sup>2</sup>	-	(2)	-	(2)
Pipelines d'amenée et autres - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(3)	(3)	(4)	(3)
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts</b>	<b>1 272</b>	<b>643</b>	<b>2 396</b>	<b>2 255</b>

<sup>1</sup> Comprend le BAII ajusté du réseau Express-Platte depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

<sup>2</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société ne fait plus cet ajustement à son BAII.

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Oléoducs :

- Le BAII du réseau principal au Canada de chacune des périodes rend compte des variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur des instruments financiers dérivés servant à la gestion des risques associés au taux de change et au prix des marchandises inhérents à l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »).
- Le BAII du pipeline Southern Lights pour chaque période tient compte des variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur des instruments financiers dérivés ayant servi à gérer les risques associés au taux de change sur les flux de trésorerie libellés en dollars américains des parts de catégorie A de Southern Lights.
- Le BAII du réseau Bakken pour 2017 comprend le gain enregistré sur la vente d'un pipeline, annulé par les coûts pour la liquidation d'un projet lié au projet Sandpiper d'EEP.
- La perte avant intérêts et impôts du secteur Pipelines d'amenée et autres pour 2016 comprenait des charges se rattachant à une perte de valeur de la participation de 75 % d'Enbridge dans Eddystone Rail attribuable aux conditions du marché qui ont entraîné une baisse des volumes dans les installations ferroviaires.

### **Réseau principal au Canada**

Le BAII ajusté du réseau principal au Canada était en hausse au deuxième trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement de l'augmentation des droits repères résiduels aux termes du tarif international conjoint (« TIC ») sur le réseau principal au Canada et du volume de débit moyen en progression. Le réseau principal au Canada a aussi profité du taux de couverture de change plus avantageux utilisé pour la comptabilisation des produits du réseau. Pour le deuxième trimestre de 2017, le taux couvert effectif pour la conversion des produits tirés d'opérations en dollars américains du réseau principal au Canada s'est établi à 1,04 \$ en regard de 1,03 \$ pour la période correspondante de 2016.

Le débit sur le réseau principal a été affecté par des événements inhabituels au deuxième trimestre de 2016 et de 2017. En 2016, des incendies de forêt en Alberta ont entraîné une réduction de la production dans les installations d'exploitation des sables bitumineux et la fermeture temporaire de certaines installations pipelinières et terminales en amont de la société, ce qui avait plombé le BAII ajusté d'environ 30 M\$ pour le deuxième trimestre de 2016. Malgré l'augmentation du débit au deuxième trimestre de 2017, en regard du deuxième trimestre de 2016, il a été affecté par une importante interruption imprévue et l'accélération des travaux d'entretien à une installation en amont d'un client ainsi que par d'autres perturbations apparentées et non apparentées de la productivité.

Les interruptions au mois de juin ont été d'une durée limitée; on s'attend à ce que le BAII ajusté du réseau principal au Canada remonte au cours du deuxième semestre de 2017, avec le retour du débit aux niveaux enregistrés plus tôt dans l'exercice et l'atténuation de la répartition sur le réseau grâce aux mesures d'optimisation mises en œuvre durant le premier semestre de l'exercice.

Le BAII ajusté du réseau principal au Canada a diminué pour la première moitié de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016. La hausse du BAII ajusté au deuxième trimestre de 2017, dont il a été fait état plus haut, a été atténuée par les résultats plus faibles enregistrés au premier trimestre de 2017. Ces derniers étaient en baisse par rapport à la période correspondante de 2016, conséquence de l'absence de produits de surcharges liés aux essais hydrostatiques réalisés en 2016, de droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada moindres et d'un taux de couverture de change plus bas utilisé pour la comptabilisation des produits du réseau principal au Canada en dollars américains. Pour le premier trimestre de 2017, le taux couvert effectif pour la conversion des produits tirés d'opérations en dollars américains du réseau principal au Canada s'est établi à 1,04 \$ en regard de 1,11 \$ pour la période correspondante de 2016.

Suivent des renseignements complémentaires sur le réseau principal au Canada pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2017 et 2016 :

30 juin	2017	2016
<i>(en dollars américains par baril)</i>		
Droits repères aux termes du TIC <sup>1</sup>	4,05 \$	4,07 \$
Droits locaux sur le réseau de Lakehead <sup>2</sup>	2,43 \$	2,61 \$
Droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada <sup>3</sup>	1,62 \$	1,46 \$

<sup>1</sup> Les droits repères aux termes du TIC sont présentés par baril de pétrole brut lourd transporté depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Chicago, en Illinois. Des droits distincts ajustés en fonction de la distance s'appliquent aux livraisons partant de points de réception autres que Hardisty, et les hydrocarbures liquides légers sont assujettis à des droits moins élevés que ceux appliqués pour le pétrole brut lourd. Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, les droits repères ont diminué pour s'établir à 4,05 \$ US. Le 1<sup>er</sup> juillet 2017, les droits repères ont augmenté pour s'établir à 4,07 \$ US.

<sup>2</sup> Les droits locaux sur le réseau de Lakehead sont établis par baril de pétrole brut lourd transporté de Neche, au Dakota du Nord, à Chicago, en Illinois. Le 1<sup>er</sup> avril 2016, ils sont passés à 2,61 \$ US pour diminuer de nouveau le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et se chiffrer à 2,58 \$ US. Le 1<sup>er</sup> avril 2017, les droits repères ont baissé pour s'établir à 2,43 \$ US.

<sup>3</sup> Les droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada sont établis par baril de pétrole brut lourd transporté de Hardisty, en Alberta, à Gretna, au Manitoba. Ces droits, quelle que soit la livraison, correspondent à la différence entre les droits repères aux termes du TIC et les droits locaux correspondants pour le réseau de Lakehead. Le 1<sup>er</sup> avril 2016, ils ont diminué pour s'établir à 1,46 \$ US et ainsi être au même niveau que le montant révisé des droits locaux sur le réseau de Lakehead. Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, ils ont augmenté pour se chiffrer à 1,47 \$ US. Le 1<sup>er</sup> avril 2017, ils ont augmenté pour s'établir à 1,62 \$ US et ainsi être au même niveau que le montant révisé des droits locaux sur le réseau de Lakehead. Le 1<sup>er</sup> juillet 2017, les droits repères ont augmenté pour s'établir à 1,64 \$ US.

#### Volume de débit

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en milliers de b/j)</i>				
Volume de débit moyen <sup>1</sup>	2 449	2 242	2 521	2 392

<sup>1</sup> Le volume de débit représente les livraisons sur le réseau principal hors Gretna, au Manitoba, soit les livraisons aux États-Unis et dans l'est du Canada à partir de l'Ouest canadien.

#### Réseau de Lakehead

Le BAII ajusté du réseau de Lakehead a diminué au deuxième trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. Ce recul au deuxième trimestre tient principalement à des droits locaux moins élevés pour le réseau de Lakehead, à une hausse des impôts fonciers et à une charge d'amortissement découlant d'un portefeuille d'actifs plus vaste et de coûts liés aux essais hydrostatiques supérieurs au deuxième trimestre de 2017. Ces incidences négatives ont été partiellement neutralisées par un taux de change moyen plus élevé pour la conversion de dollars américains en dollars canadiens (« taux de change moyen ») au deuxième trimestre de 2017, en regard de la période correspondante de 2016, et un débit moyen plus haut résultant de l'optimisation du réseau.

De plus, le débit moyen en hausse au deuxième trimestre de 2017, comparativement à 2016, a été partiellement atténué par l'incidence négative des incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta en 2016. Ces incendies ont entraîné une réduction de la production dans les installations d'exploitation des sables bitumineux et la fermeture temporaire de certaines installations pipelinières et terminales de la société en amont, qui ont entraîné une diminution d'environ 38 M\$ du BAII ajusté pour le trimestre clos le 30 juin 2016. Malgré l'augmentation du débit au deuxième trimestre de 2017, en regard du deuxième trimestre de 2016, il a été affecté par une importante interruption imprévue et l'accélération des travaux d'entretien à une installation en amont d'un client, d'autres perturbations apparentées et non apparentées de la production et un programme d'essais hydrostatiques sur la canalisation 5 au cours du mois de juin 2017.

Les interruptions au mois de juin ont été d'une durée limitée; on s'attend à ce que le BAII ajusté du réseau principal au Canada remonte au cours du deuxième semestre de 2017, avec le retour du débit aux niveaux enregistrés plus tôt dans l'exercice et l'atténuation de la répartition sur le réseau grâce aux mesures d'optimisation mises en œuvre durant le premier semestre de l'exercice.

Le BAII ajusté du réseau de Lakehead a diminué pour la première moitié de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016. La baisse au deuxième trimestre de 2017 dont il a été fait état plus haut a été en partie annulée par les résultats plus solides enregistrés au premier trimestre de 2017. Le fort rendement d'exploitation au premier trimestre de 2017 tient à un débit plus soutenu pour le transport sur de longues distances et à des droits locaux plus élevés sur le réseau de Lakehead par rapport à 2016. Comme il en a été fait état à la rubrique *Réseau principal au Canada* ci-dessus, le débit plus élevé sur le réseau de Lakehead au premier trimestre de 2017 s'explique par l'optimisation du réseau. Grâce à ces efforts soutenus, on s'attend à une augmentation des volumes pour le reste de 2017.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté du réseau de Lakehead s'est établi à 222 M\$ US et 516 M\$ US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, contre 279 M\$ US et 535 M\$ US pour les périodes correspondantes de 2016.

Comme il a été indiqué ci-dessus, la baisse du BAII ajusté du réseau de Lakehead pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 a été en partie annulée par l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé au deuxième trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. Le BAII en dollars américains du réseau de Lakehead est en partie couvert dans le cadre du programme de gestion du risque financier à l'échelle de l'entreprise de la société. La société a recours à des instruments financiers dérivés portant sur le taux de change pour gérer le risque de change découlant de ses activités aux États-Unis, dont le réseau de Lakehead. Les gains et pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

#### Volume de débit

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
(en milliers de b/j)				
Volume de débit moyen <sup>1</sup>	2 604	2 440	2 675	2 588

<sup>1</sup> Le volume de débit correspond aux livraisons effectuées depuis le réseau principal vers le Midwest américain et l'est du Canada.

#### Taux de change moyen

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Taux de change moyen (entre le dollar américain et le dollar canadien)	1,34	1,29	1,33	1,33

#### Installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique

Le BAII ajusté des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique a diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016, en raison principalement de l'apport moindre du pipeline Flanagan Sud (« Flanagan Sud ») et de l'absence de BAII ajusté provenant du pipeline Ozark, vendu au premier trimestre de 2017. La baisse du BAII ajusté a été partiellement annulée par un taux de change moyen plus élevé au deuxième trimestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016.

Le BAII ajusté de Flanagan Sud au premier semestre de 2017 a été affecté par la répartition sur le réseau principal et un changement dans le traitement des produits reportés issus des contrats d'achat ferme avec droits de rattrapage dans l'établissement du BAII ajusté. Lorsque les expéditeurs liés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud ne sont pas en mesure de respecter les volumes prescrits pour des raisons de répartition, ils sont temporairement relevés de leurs obligations et ces volumes sont ajoutés aux volumes prévus aux termes de leurs contrats ou à l'échéance de leurs contrats. En raison des répartitions en amont sur le réseau principal, les expéditeurs liés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud ont profité d'un allègement supérieur de leurs obligations durant la première moitié

de 2017, par rapport à la première moitié de 2016, ce qui a donné lieu à la baisse des paiements contractuels en trésorerie qui leur ont été versés. Pour les besoins du BAII ajusté, avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a tenu compte de l'apport découlant de ces contrats proportionnellement sur leur durée, à l'instar des paiements contractuels en trésorerie. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a cessé ce traitement dans l'établissement du BAII ajusté.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique s'est établi à 95 M\$ US et 185 M\$ US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, contre 125 M\$ US et 257 M\$ US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016.

Comme il a été indiqué ci-dessus, la baisse du BAII ajusté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 a été en partie annulée par l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé au deuxième trimestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016. Comme pour le réseau de Lakehead, une partie du BAII des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique libellé en dollars américains est couverte par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés ayant servi à couvrir le risque de change sur des investissements de la société dans des activités aux États-Unis sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

### **Réseau Express-Platte**

Le réseau pipelinier Express-Platte, qui transporte sur environ 2 736 kilomètres (1 700 milles) du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, en Illinois, comprend les oléoducs Express et Platte et des installations de stockage de pétrole brut d'une capacité de quelque 5,6 millions de barils. Le pipeline Express amène le pétrole brut jusqu'aux marchés américains de raffinage dans la région des Rocheuses, notamment au Montana, au Wyoming, au Colorado et en Utah. Le pipeline Platte rejoint le pipeline Express à Casper, au Wyoming et sert principalement au transport du pétrole brut provenant surtout de la formation schisteuse de Bakken et de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries du Midwest américain. La société détient une participation indirecte de 75 % dans Express-Platte, grâce à son investissement dans SEP.

La capacité d'Express fait généralement l'objet d'engagements pris dans le cadre de contrats d'achat ferme à long terme avec des expéditeurs. Une petite partie de la capacité d'Express et la totalité de celle de Platte sont utilisées par des expéditeurs sans engagement, qui paient uniquement la capacité pipelinère qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

Express-Platte est exposé aux mêmes risques commerciaux que les autres actifs de la société dans les oléoducs dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

### **Résultats d'exploitation**

Le BAII ajusté d'Express-Platte pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 rend compte des activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour l'exercice précédent, les résultats d'Express-Platte comprennent des produits d'exploitation supérieurs tirés du pétrole brut et attribuables à des volumes non visés par des contrats en hausse sur le pipeline Express, à des tarifs plus élevés sur ce même pipeline découlant de majorations annuelles et aux volumes accrus provenant du projet d'agrandissement et de modernisation du pipeline Express entré en service en octobre 2016. Ces produits en hausse ont été partiellement effacés par des coûts énergétiques plus élevés découlant de l'accroissement du débit.

### **Réseau Bakken**

Le BAII ajusté du réseau Bakken a diminué pour le trimestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la période correspondante de 2016. La baisse du BAII ajusté tient à des tarifs moins élevés et à des produits inférieurs tirés du transport ferroviaire sur le tronçon américain du réseau Bakken, détenu par EEP. Elle a été partiellement neutralisée par l'incidence favorable de la conversion en dollars canadiens du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus avantageux au deuxième trimestre de 2017, en regard de la période correspondante de 2016.

Le BAII ajusté du réseau Bakken a diminué pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la période correspondante de 2016 principalement pour les raisons exposées ci-dessus.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté du réseau Bakken s'est établi à 31 M\$ US et à 51 M\$ US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, contre 36 M\$ US et 73 M\$ US pour les périodes correspondantes de 2016. Le recul du BAII ajusté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 pour le tronçon américain du réseau Bakken s'explique par la diminution des produits tirés des surcharges, certains taux de surcharge ayant pris fin le 31 décembre 2016.

Comme il a été indiqué ci-dessus, la baisse du BAII ajusté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 a été en partie annulée par l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé au deuxième trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. Comme pour le réseau de Lakehead, une partie du BAII du tronçon américain du réseau Bakken libellé en dollars américains est couverte par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de l'entreprise. Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés ayant servi à couvrir le risque de change sur des investissements de la société dans des activités aux États-Unis sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

### **Pipelines d'amenée et autres**

Le BAII ajusté du secteur Pipelines d'amenée et autres a reculé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016. Cette diminution tient à l'absence de BAII des actifs de la région sud des Prairies qui ont été vendus en décembre 2016.



## GAZODUCS ET TRAITEMENT

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
US Gas Transmission <sup>1</sup>	567	-	774	-
Secteur intermédiaire au Canada <sup>2</sup>	52	28	103	49
Alliance Pipeline	43	47	100	96
Secteur intermédiaire aux États-Unis <sup>3,4</sup>	(17)	5	(24)	4
Autres <sup>5</sup>	22	10	50	28
<b>Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts</b>	<b>667</b>	<b>90</b>	<b>1 003</b>	<b>177</b>
US Gas Transmission - coûts d'inspection, de réparation et autres coûts	(14)	-	(16)	-
US Gas Transmission - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(1)	-	(3)	-
Secteur intermédiaire au Canada - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	-	-	(1)	-
Secteur intermédiaire au Canada - inondation de Grizzly Valley	7	-	7	-
Alliance Pipeline - variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	3	-	5	12
Secteur intermédiaire aux États-Unis - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	14	(59)	22	(97)
Secteur intermédiaire aux États-Unis - perte de valeur des actifs	-	(11)	-	(11)
Secteur intermédiaire aux États-Unis - ajustement de droits de rattrapage	-	(1)	-	(1)
Autres - ajustement à la valeur de marché de DCP Midstream	6	-	4	-
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts</b>	<b>682</b>	<b>19</b>	<b>1 021</b>	<b>80</b>

<sup>1</sup> Comprend le BAII ajusté d'US Gas Transmission depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

<sup>2</sup> Comprend le BAII ajusté de British Columbia Pipeline & Field Services, de Spectra Canadian Midstream, de Maritimes & Northeast Canada (« M&N Canada ») et de certains autres actifs dans des gazoducs, des conduites de collecte et des installations de stockage depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

<sup>3</sup> Comprend le BAII ajusté de DCP Mainstream depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

<sup>4</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le BAII ajusté d'Aux Sable, qui est compris dans la participation d'Enbridge dans Aux Sable US, Aux Sable Midstream US et Aux Sable Canada, a été amalgamé dans le secteur intermédiaire aux États-Unis. Les montants comparatifs ont été réorganisés pour les besoins de la comparaison.

<sup>5</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les BAII ajustés de Vector Pipeline et d'Enbridge Offshore Pipelines (« Offshore ») ont été regroupés sous Autres. Les montants comparatifs ont été réorganisés pour les besoins de la comparaison.

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Gazoducs et traitement :

- Le BAII du secteur intermédiaire aux États-Unis de chacun des exercices rend compte de la variation des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments financiers dérivés servant à la gestion des risques associés au prix des marchandises.

### US Gas Transmission

Les actifs dont fait partie US Gas Transmission ont été acquis dans le cadre de l'opération de fusion et compte des actifs de transport et de stockage de gaz naturel par l'entremise de SEP. Suivent les participations indirectes comptabilisées dans ce secteur d'exploitation : 75 % dans Texas Eastern, 68 % dans Algonquin, 75 % dans East Tennessee Natural Gas, 59 % dans M&N U.S., 38 % dans Gulfstream et dans certains autres actifs de gazoducs, de conduites de collecte et d'installations de stockage. Les activités d'US Gas Transmission sont surtout concentrées dans le transport, le stockage et la collecte de

gaz naturel grâce à des réseaux de canalisations inter-États rejoignant des clients dans diverses régions du Midwest, du nord-est et du sud des États-Unis, ainsi qu'au Canada. La demande sur les réseaux de transport et de stockage de gaz naturel est saisonnière et elle atteint un sommet durant les périodes plus froides des premier et quatrième trimestres. Les injections de gaz se déroulent surtout durant l'été.

Le réseau de transport de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 2 735 kilomètres (1 700 milles), relie les champs de production de la région du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane et les États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York. Il comprend des gazoducs terrestres et extracôtiers, des stations de compression et trois installations de stockage. Texas Eastern est aussi raccordé à quatre installations de stockage affiliées qui appartiennent en tout ou en partie à d'autres entités d'US Gas Transmission.

Le réseau de transport de gaz naturel Algonquin rejoint les installations de Texas Eastern au New Jersey et traverse, sur environ 402 kilomètres (250 milles), les États du New Jersey, de New York, du Connecticut, du Rhode Island et du Massachusetts, où il se raccorde au réseau M&N U.S. Il consiste en environ 1 819 kilomètres (1 130 milles) de canalisations et les stations de compression connexes.

Le réseau de transport de gaz naturel East Tennessee croise le réseau Texas Eastern à deux endroits au Tennessee. Il est composé de deux canalisations principales d'une longueur totale de quelque 2 414 kilomètres (1 500 milles) dans les États du Tennessee, de la Géorgie, de la Caroline du Nord et de la Virginie et les stations de compression connexes. East Tennessee comprend une installation de stockage de GNL au Tennessee et se branche aussi à des installations de stockage à Saltville, en Virginie.

M&N U.S., qui est détenu à 78 % par Enbridge, est un réseau principal de transport du gaz naturel inter-États qui comprend environ 563 kilomètres (350 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il prend son origine à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine, et se rend jusque dans le nord-est de l'État du Massachusetts. M&N U.S. est relié au tronçon canadien du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline, M&N Canada (se reporter à la rubrique *Gazoducs et traitement – Secteur intermédiaire au Canada*).

Gulfstream est un réseau inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 1 199 kilomètres (745 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il est exploité conjointement par SEP et la société The Williams Companies, Inc. (« Williams »). Gulfstream achemine du gaz naturel depuis les États du Mississippi, de l'Alabama, de la Louisiane et du Texas jusqu'aux marchés du centre et du sud de la Floride, après avoir franchi le golfe du Mexique. SEP détient une participation directe de 50 % dans Gulfstream, l'autre 50 % appartenant à des filiales de Williams. Gulfstream fait l'objet d'une comptabilisation à la valeur de consolidation.

Pour l'essentiel, les services de transport et de stockage font l'objet d'ententes de services fermes aux termes desquelles les clients réservent une capacité dans les canalisations et les installations de stockage. En vertu de la plupart de ces ententes, les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs ou injectés dans les installations de stockage de la société ou prélevés de celles-ci, plus une petite composante variable qui est fonction des volumes transportés, injectés ou prélevés, qui sert à recouvrer les frais variables.

Des services de transport interruptibles et de stockage sont aussi offerts et permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste, au moment de la demande. Les produits tirés des services interruptibles sont liés aux volumes transportés ou stockés et aux tarifs de ces services. Les activités de stockage fournissent aussi des services à valeur ajoutée, notamment ceux d'entreposage provisoire, de prêt et d'équilibrage, pour aider à répondre aux besoins de la clientèle.

### **Risques commerciaux**

Les risques ci-après sont propres à US Gas Transmission. Une description des risques généraux auxquels fait face la société dans son ensemble est présentée à la rubrique *Gestion des risques et*

*instruments financiers – Risques commerciaux généraux* du rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

#### **Utilisation des actifs**

La dynamique de l'offre et de la demande de gaz évolue constamment à mesure que de nouveaux champs de gaz de schiste non classique sont mis en valeur. L'augmentation de l'offre de gaz naturel s'est traduite par des baisses des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Face à cette situation, les producteurs se sont tournés vers l'extraction du gaz dans des zones de gaz plus riche ou « humide », c'est-à-dire à teneur plus élevée en liquides de gaz naturel. Il s'en est suivi un ralentissement des activités ciblant les champs de gaz « sec » et une offre excédentaire de capacité de transport par pipeline dans certaines zones.

#### **Écarts de prix saisonniers**

La hausse de l'offre s'est aussi répercutée négativement sur les écarts de prix saisonniers habituels entre les mois d'été et d'hiver. La valeur des actifs de stockage et des contrats a diminué ces dernières années, ce qui a eu une incidence défavorable sur les résultats des installations de stockage de la société.

#### **Réglementation économique**

US Gas Transmission est assujettie aux lois et règlements des gouvernements fédéral et étatiques. La réglementation qui régit les industries du transport et du stockage de gaz naturel agit grandement sur la nature des entreprises et leur mode d'exploitation. La réglementation est en perpétuelle évolution, et la société n'est pas en mesure de prévoir les changements que subira son cadre réglementaire ni les répercussions ultimes sur ses activités d'un futur changement.

#### **Concurrence**

Dans le transport et le stockage de gaz naturel, les activités d'US Gas Transmission sont en concurrence avec des installations du même type offrant le même produit et desservant les mêmes zones de marché. Au nombre des principaux éléments concurrentiels, on compte la situation géographique, les tarifs, les modalités de service ainsi que la souplesse et la fiabilité du service. Le gaz naturel que transportent les entités d'US Gas Transmission fait concurrence à d'autres formes d'énergie qui sont proposées aux clients et aux utilisateurs finaux de la société, dont l'électricité, le charbon, le propane et les mazouts.

#### **Résultats d'exploitation**

Le BAII ajusté d'US Gas Transmission pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 rend compte des activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017. Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour l'exercice précédent, les résultats d'exploitation d'US Gas Transmission comprennent un bénéfice plus élevé provenant principalement de projets d'expansion des affaires sur les réseaux de transport Algonquin Gas Transmission, Sabal Trail Transmission et Texas Eastern Transmission.

#### **Secteur intermédiaire au Canada**

Depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017, le secteur intermédiaire au Canada englobe les entités de Western Canada Transmission & Processing, qui comprend British Columbia Pipeline & Field Services, Canadian Midstream et M&N Canada ainsi que certains autres actifs dans des gazoducs, des conduites de collecte et des installations de stockage du gaz. British Columbia Pipeline et British Columbia Field Services offrent des services de transport, de collecte et de traitement du gaz naturel selon la méthode des droits. British Columbia Pipeline possède quelque 2 816 kilomètres (1 750 milles) de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que les stations de compression connexes sur la canalisation principale. Les activités de British Columbia Field Services réunissent huit usines de traitement du gaz en Colombie-Britannique, les stations de compression connexes sur le terrain et environ 2 253 kilomètres (1 400 milles) de conduites de collecte. Le secteur intermédiaire au Canada offre aussi des services de collecte et de traitement du gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta. Il compte neuf usines de traitement du gaz et environ 966 kilomètres (600 milles) de conduites de collecte. M&N Canada est un réseau principal de transport du gaz naturel interprovincial qui est constitué d'environ 885 kilomètres (550 milles) de canalisations. Il s'étend de Goldboro, en

Nouvelle-Écosse jusqu'à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N Canada est raccordé au réseau M&N U.S – se reporter à la rubrique *US Gas Transmission*. Enbridge détient une participation d'environ 78 % dans M&N Canada.

La plupart des services de transport offerts par British Columbia Pipeline font l'objet d'ententes de services de transport fermes aux termes desquelles les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs, plus une petite composante variable qui est fonction des volumes transportés et qui vise à couvrir les frais variables. British Columbia Pipeline offre aussi des services de transport interruptibles qui permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste, au moment de la demande. Les droits versés pour ces services sont fixés d'après les volumes transportés. Des services de collecte et de traitement du gaz naturel sont offerts dans le cadre de contrats d'achat de services.

### **Risques commerciaux**

Les risques présentés ci-dessous sont propres aux entreprises de Western Canada Transmission & Processing. Une description des risques généraux auxquels fait face la société dans son ensemble est présentée à la rubrique *Gestion des risques et instruments financiers – Risques commerciaux généraux* du rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

### **Concurrence**

Les activités de Western Canada Transmission & Processing sont en concurrence avec des sociétés tierces du secteur intermédiaire, ainsi que des canalisations servant à la collecte, au traitement et au transport du gaz naturel. Au nombre des principaux éléments concurrentiels, on trouve la situation géographique, les tarifs, les modalités de service et la souplesse et la fiabilité du service.

### **Utilisation des actifs**

Les entreprises de Western Canada Transmission & Processing assurent des services aux termes de contrats d'achat de services, et ses produits ne sont pas directement exposés au risque lié au prix des marchandises. Cependant, la baisse soutenue des prix du gaz naturel a freiné la demande des producteurs, d'une part, pour l'agrandissement des usines de traitement du gaz en Colombie-Britannique et, d'autre part, pour le renouvellement des contrats de traitement du gaz existants. On s'attend à ce que cette tendance maintienne les prix sous leurs seuils historiques.

### **Résultats d'exploitation**

Le BAII ajusté du secteur intermédiaire au Canada pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 tient compte des résultats des activités liées aux nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion décrite plus haut. Les usines Tupper acquises en avril 2016 ont aussi contribué à la hausse du BAII ajusté du secteur intermédiaire au Canada pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017.

Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour les périodes correspondantes de 2016, les résultats de secteur intermédiaire au Canada rendent compte d'une diminution des produits tirés des services fermes, attribuables surtout au renouvellement de contrats à moindres volumes avec des expéditeurs et à une augmentation des charges d'exploitation et des frais de maintenance. Ces éléments ont été partiellement neutralisés par des produits plus élevés des services interruptibles et des produits supplémentaires provenant des volumes qui ont dépassé les engagements pris dans le cadre de contrats d'achat ferme par suite des activités plus soutenues des producteurs dans l'empreinte du secteur intermédiaire au Canada.

### **Alliance Pipeline**

Le BAII ajusté d'Alliance Pipeline pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, qui comprend des bénéfices provenant du placement en titres de capitaux propres de 50 % de la société dans Alliance Pipeline, était comparable aux périodes correspondantes de 2016.

### **Secteur intermédiaire aux États-Unis**

Depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017, le secteur intermédiaire aux États-Unis comprend également un placement de 50 % dans DCP Midstream qui est comptabilisé comme un

placement en titres de capitaux propres. DCP Midstream fait la collecte, la compression, le traitement, le transport, le stockage et la vente de gaz naturel. Elle produit, fractionne, transporte, stocke et vend des LGN, en plus de récupérer et de vendre du condensat et de négocier et commercialiser du gaz naturel et des LGN. Phillips 66 détient l'autre participation de 50 % dans DCP Midstream.

DCP Midstream possède ou exploite des actifs dans 17 États américains, dont environ 102 998 kilomètres (64 000 milles) de conduites de collecte et de canalisations de transport, 61 usines de traitement du gaz naturel et 12 installations de fractionnement. De plus, DCP Midstream exploite une entreprise de commercialisation du propane et une installation de stockage de propane et de butane de huit millions de barils dans le nord-est des États-Unis. DCP Midstream détient également une participation de 33,3 % dans les pipelines de LGN Sand Hills et Southern Hills.

DCP Midstream est exposée à des risques commerciaux semblables à ceux des actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis de la société dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

### **Contrats d'achat, de service et de vente**

DCP Midstream vend une partie de ses LGN à Phillips 66 et Chevron Phillips Chemical Company LLC (« CPChem »). De plus, elle achète des LGN de CPChem. Environ 26 % de la production de LGN de DCP Midstream faisait l'objet d'engagements de Phillips 66 et de CPChem au 30 juin 2017 dans le cadre de contrats qui prennent fin en janvier 2019. DCP Midstream prévoit continuer, dans le cours normal de ses activités, d'acheter des produits à Phillips 66 et à CPChem et de leur en vendre.

Le gaz naturel résiduel, surtout du méthane, dérivé du traitement du gaz naturel brut est vendu aux prix du marché à des tiers négociants et à des utilisateurs finaux, dont de grandes entreprises industrielles, des sociétés de distribution de gaz naturel et des services publics d'électricité. DCP Midstream achète ou prend en dépôt la presque totalité de son gaz naturel brut auprès des producteurs, principalement dans le cadre d'accords fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou sur le prix de l'indice, d'ententes d'achat intégral et d'achat à la tête du puits et d'accords basés sur des droits. Plus de 75 % des volumes de gaz collectés et traités font l'objet de contrats fondés sur un pourcentage du produit de la vente. De façon générale, aux termes de ces accords, DCP Midstream collecte, traite et vend le gaz naturel acheté des producteurs. Le gaz naturel résiduel et les LGN sont vendus aux prix de l'indice en fonction des prix du marché publiés. DCP Midstream remet aux producteurs le pourcentage convenu du produit réel de la vente qu'elle a reçu ou le pourcentage convenu du produit de la vente d'après les prix de l'indice ou des recouvrements prévus par contrat, sans égard au montant réel du produit de la vente. Les produits d'exploitation de DCP Midstream tirés des accords fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou du prix de l'indice sont directement liés aux prix du gaz naturel, des LGN ou du condensat.

### **Résultats d'exploitation**

Le secteur intermédiaire aux États-Unis a subi une perte ajustée avant intérêts et impôts plus élevée pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016. L'accroissement de la dette ajustée avant intérêts et impôts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 est principalement attribuable à une baisse des volumes sur les actifs de la société dans le secteur intermédiaire aux États-Unis détenus par MEP liée au contexte moins favorable persistant des prix des marchandises qui a freiné les activités de forage des producteurs. Cette diminution a été partiellement neutralisée par des apports supérieurs d'Aux Sable US provenant de ses marges plus fortes sur le fractionnement et d'une contribution du placement de la société dans DCP Midstream dont elle a fait l'acquisition dans le cadre de l'opération de fusion. Après la clôture de l'opération de fusion, DCP Midstream a compté pour 23 M\$ et 28 M\$ dans le BAII ajusté du secteur intermédiaire aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement.

### **Autres**

Le BAII ajusté du secteur Autres était en hausse pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux périodes correspondantes de 2016, grâce surtout à l'apport positif d'Offshore attribuable à une augmentation des tarifs de transport sur l'oléoduc Heidelberg et à une hausse des produits tirés des tarifs variables sur le réseau de collecte de gaz Walker Ridge.

## DISTRIBUTION DE GAZ

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	81	72	219	247
Union Gas Limited (« Union Gas ») <sup>1</sup>	79	-	142	-
Noverco Inc. (« Noverco »)	(13)	(5)	24	33
Autres activités de distribution et de stockage de gaz	6	6	37	33
<b>Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts</b>	<b>153</b>	<b>73</b>	<b>422</b>	<b>313</b>
EGD - températures (supérieures) inférieures à la normale <sup>2</sup>	-	9	-	(8)
Noverco - variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	-	1	10	-
Noverco - comptabilisation des soldes réglementaires	-	-	-	17
Union Gas - coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de restructuration	-	-	(4)	-
<b>Bénéfice avant intérêts et impôts</b>	<b>153</b>	<b>83</b>	<b>428</b>	<b>322</b>

<sup>1</sup> Comprend le BAII ajusté d'Union Gas depuis la clôture de l'opération de fusion le 27 février 2017. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

<sup>2</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société ne fait plus l'ajustement pour l'incidence du temps plus ou moins clément dans l'établissement de son BAII ajusté.

### EGD

Puisque les tarifs liés aux activités d'EGD sont réglementés et que ses produits d'exploitation sont directement touchés par des éléments comme l'amortissement, les coûts de financement et les impôts sur les bénéfices exigibles, le BAII ajusté d'EGD témoigne moins fidèlement de la performance de l'entité. Vu la nature du régime de tarifs réglementés auquel sont soumises les activités d'EGD, le complément d'information sur le bénéfice ajusté qui suit vise à mieux faire comprendre les résultats d'exploitation d'EGD :

### Bénéfice d'EGD

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts</b>	<b>81</b>	<b>72</b>	<b>219</b>	<b>247</b>
Charge d'intérêts	(44)	(44)	(90)	(81)
Impôts sur les bénéfices	4	-	(6)	(20)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Charge d'intérêts	-	-	1	-
Impôts sur les bénéfices	-	2	-	(2)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>41</b>	<b>30</b>	<b>124</b>	<b>144</b>
EGD - températures (supérieures) inférieures à la normale	-	7	-	(6)
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>41</b>	<b>37</b>	<b>124</b>	<b>138</b>

Le bénéfice ajusté d'EGD était en progression au deuxième trimestre de 2017 comparativement à la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une diminution des coûts liés à la main-d'œuvre et à la retraite et d'une hausse des charges de distribution. Ce résultat a été partiellement effacé par des températures plus clémentes.

Le bénéfice ajusté d'EGD a reculé au premier semestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016. La hausse au deuxième trimestre de 2017 dont il a été fait état plus haut a plus que neutralisée les résultats plus faibles enregistrés au premier trimestre. Les résultats du premier trimestre de 2017 étaient inférieurs à la période correspondante de 2016, principalement en raison d'une hausse du partage

des bénéficiaires en 2017, d'une charge d'amortissement plus élevée découlant d'un portefeuille d'actifs plus vaste dans l'ensemble et d'intérêts capitalisés plus bas par suite de l'achèvement du projet de la région du Grand Toronto en mars 2016.

Le bénéfice ajusté d'EGD a aussi reculé pour le semestre clos le 30 juin 2017 par rapport à la période correspondante de 2016 à la suite d'un changement de méthode de normalisation météorologique. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017, les incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale n'étaient pas prises en compte pour les besoins du bénéfice ajusté d'EGD. Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a mis fin à cette pratique; le bénéfice ajusté d'EGD rend donc compte de produits de distribution moins élevés attribuables aux incidences du temps plus clément que la normale pendant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017. Si la société avait continué à recourir à la normalisation météorologique, le bénéfice ajusté d'EGD aurait été supérieur de 2 M\$ et de 23 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement.

### **Union Gas**

Union Gas est une grande société canadienne qui se spécialise dans le stockage, le transport et la distribution de gaz naturel. Établie en Ontario, elle compte plus de 100 années d'exploitation et de service à la clientèle. Les activités de distribution rejoignent environ 1,5 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels répartis dans plus de 400 collectivités du nord, du sud-ouest et de l'est de l'Ontario. Les activités de stockage et de transport d'Union Gas procurent des services de stockage et de transport aux clients au carrefour Dawn, la plus grande installation souterraine intégrée de stockage au Canada et l'une des plus importantes en Amérique du Nord. Union Gas crée pour ses clients un pont essentiel dans l'acheminement du gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement dans l'ouest du Canada et des États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis.

Le réseau de distribution d'Union Gas comprend environ 64 374 kilomètres (40 000 milles) de canalisations principales et de dessertes. Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Union Gas ont une capacité utile de quelque 165 milliards de pieds cubes; elles comprennent 25 réservoirs souterrains aménagés dans des champs de gaz épuisés. Son réseau de transport est composé d'environ 4 828 kilomètres (3 000 milles) de canalisations à haute pression et de stations de compression connexes aménagées sur la canalisation principale.

Comme pour EGD, le réseau de distribution d'Union Gas relève de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »), dont la réglementation touche à de multiples aspects, notamment les tarifs. Union Gas procure aux clients dans son secteur de franchise des services réglementés de distribution, de transport et de stockage, de même que des services non réglementés de stockage de gaz naturel et des services réglementés de transport pour d'autres sociétés de services publics et participants du marché de l'énergie, dont de grandes sociétés de transport et de distribution de gaz naturel. Une grande partie des produits annuels tirés du transport et du stockage d'Union Gas provient de droits fixes liés à la demande.

### **Cadre de réglementation incitative**

Les tarifs de distribution d'Union Gas sont établis en vertu d'un cadre de réglementation incitative quinquennal. Ce cadre fixe les nouveaux tarifs au début de chaque année par le truchement d'une formule de tarification plutôt qu'au terme d'un examen des prévisions de produits et de coûts. Le cadre prévoit ce qui suit :

- des hausses annuelles liées au rythme inflationniste, minorées d'un facteur de productivité correspondant à 60 % du taux d'inflation, de sorte que le taux annuel net d'augmentation équivaut à 40 % du taux d'inflation;
- des hausses ou des réductions de tarif dans les catégories des clients à petit volume en fonction de l'augmentation ou de la diminution de l'utilisation moyenne;
- certains ajustements aux tarifs;
- l'intégration continue des coûts liés au gaz, au transport en amont et à la gestion de la demande;
- l'intégration supplémentaire des coûts associés aux importantes dépenses en immobilisations et à certaines fluctuations des combustibles;
- une provision pour les variations de coûts inattendues qui sont indépendantes de la volonté de la direction;

- un partage égal des modifications fiscales entre Union Gas et ses clients;
- un mécanisme de partage des bénéfices qui permet à Union Gas de conserver la totalité du rendement des capitaux propres tirés des activités de services d'utilité publique jusqu'à concurrence de 9,93 %, un partage égal de 50 % des bénéfices avec les clients entre 9,93 % et 10,93 %, et un partage à 90 % avec les clients de tout bénéfice au-delà de 10,93 %. En octobre 2016, Union Gas a déposé une demande auprès de la CÉO pour de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017 conformément au cadre de réglementation incitative; en décembre 2016, la CÉO a approuvé la demande à titre provisoire, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017 qui devait être incluse dans le mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs; la CÉO devrait rendre une ordonnance tarifaire finale lorsqu'elle aura terminé son examen du plan de conformité au régime de plafonnement et d'échange d'Union Gas.

#### **Plafonnement et échange**

Comme EGD, Union Gas est assujettie aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Se reporter à la rubrique *Distribution de gaz – Enbridge Gas Distribution Inc. – Dispositif de quotas d'émission cessibles* dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 pour un complément d'information sur ce programme. En novembre 2016, Union Gas a déposé son plan de conformité pour 2017 et la CÉO a rendu une ordonnance tarifaire provisoire approuvant les coûts liés au programme de plafonnement et d'échange aux fins de recouvrement auprès des clients à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Au terme de son examen du plan de conformité d'Union Gas pour 2017, la CÉO approuvera les tarifs définitifs pour 2017.

#### **Risques commerciaux**

Union Gas est soumise en grande partie aux mêmes risques commerciaux que les autres actifs d'Enbridge dans le secteur de la distribution de gaz dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

#### **Résultats d'exploitation**

Le BAII ajusté d'Union Gas pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 rend compte des activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

Les résultats d'Union Gas ont surtout profité de produits de transport plus élevés provenant du projet d'agrandissement Dawn-Parkway, qui ont été partiellement annulés par le temps plus clémente durant la première moitié de 2017.

Puisque les tarifs liés aux activités d'Union Gas sont réglementés et que ses produits d'exploitation sont directement touchés par des éléments comme l'amortissement, les coûts de financement et les impôts sur les bénéfices exigibles, le BAII ajusté d'Union Gas témoigne moins fidèlement de la performance de l'entité. Vu la nature du régime de tarifs réglementés auquel sont soumises les activités d'Union Gas, le complément d'information sur le bénéfice ajusté qui suit vise à mieux faire comprendre les résultats d'exploitation d'Union Gas :



## Bénéfice d'Union Gas<sup>1</sup>

	Trimestre clos le 30 juin 2017	Semestre clos les 30 juin 2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	79	142
Charge d'intérêts	(41)	(56)
Impôts sur les bénéfices	(4)	11
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :		
Impôts sur les bénéfices	-	(1)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	(1)
Bénéfice ajusté	34	95
Union Gas - coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et de restructuration	-	(3)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	34	92

<sup>1</sup> Comprend le bénéfice ajusté généré par Union Gas depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

Comme pour EGD, le bénéfice ajusté d'Union Gas pour chaque période tient compte des incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale dans leur secteur de franchise. Si Union Gas avait continué à appliquer le traitement pour les incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale, le bénéfice ajusté aurait été supérieur de 7 M\$ et 9 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement.

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Énergie verte et transport	51	40	101	88
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	51	40	101	88
Énergie verte et transport - variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	-	1	-	2
Bénéfice avant intérêts et impôts	51	41	101	90

Le BAII ajusté du secteur Énergie verte et transport a augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement aux périodes correspondantes de 2016. La hausse du BAII ajusté s'explique par la vigueur des ressources éoliennes durant la première moitié de 2017 et le même phénomène aux États-Unis au deuxième trimestre de 2017.

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Services énergétiques	(3)	47	(8)	48
Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts et impôts	(3)	47	(8)	48
Services énergétiques - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	(15)	(54)	146	(61)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	(18)	(7)	138	(13)

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Services énergétiques :

- Le BAII du secteur des services énergétiques pour chaque période rend compte des variations des gains et des pertes non réalisés ayant trait à la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer le risque lié à la rentabilité des opérations de transport et de stockage et à l'exposition à l'incidence des fluctuations de prix des marchandises sur la valeur des stocks.

Le BAII ajusté du secteur Services énergétiques pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 tient compte d'une compression des différentiels liés aux emplacements et à la qualité sur certains marchés, d'une demande moins forte de certains produits dans les raffineries et d'un moins grand nombre de possibilités de générer des marges positives dans les installations où la société détient des obligations de capacité. Le BAII ajusté 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.

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

### Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Exploitation et administration	(38)	(19)	(78)	(34)
Pertes de change réalisées sur dérivés	(70)	(64)	(142)	(151)
Autres	15	-	22	16
Perte ajustée avant intérêts et impôts	(93)	(83)	(198)	(169)
Variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	184	38	255	405
Gains (pertes) de change intersociétés non réalisés	(7)	5	(14)	(55)
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(46)	-	(195)	-
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de restructuration	(79)	(8)	(204)	(8)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	(41)	(48)	(356)	173

Les éléments ayant une incidence sur le BAII de l'unité Éliminations et divers comprennent ce qui suit :

- les coûts de mise en valeur de projets et les coûts de transactions engagés en 2017 pour l'opération de fusion. Se reporter à la rubrique *Fusion avec Spectra Energy* pour un complément d'information.

La perte ajustée avant intérêts et impôts de l'unité Éliminations et divers pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 tient compte d'une perte réalisée de 70 M\$ et 142 M\$, respectivement, comparativement à 64 M\$ et 151 M\$ pour les périodes correspondantes de 2016. La perte réalisée découlait de règlements dans le cadre du programme de gestion du risque de change de la société. La société cible la couverture d'au moins 80 % du bénéfice consolidé prévu en dollars américains pour ses activités aux États-Unis au moyen de contrats dérivés de change visant à améliorer la prédictibilité de son bénéfice libellé en dollars canadiens.

Suivent des renseignements complémentaires sur le programme de gestion du risque de change pour le trimestre et le semestre clos les 30 juin 2016 et 2017 :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars américains, sauf les taux de change)</i>				
Dérivés de change réalisés - montant notionnel	320	261	584	522
Taux de couverture moyen	1,12	1,04	1,09	1,04
Taux de change moyen (entre le dollar américain et le dollar canadien)	1,34	1,29	1,33	1,33

Puisque le taux couvert était inférieur au taux de change moyen pour les trimestres et les semestres de 2017 et de 2016, la société a constaté une perte de couverture réalisée pour chacune de ces périodes. La perte de couverture réalisée pour le trimestre clos le 30 juin 2017 était supérieure à celle de la période de comparaison de 2016 en raison du montant notionnel supérieur d'instruments dérivés, qui a été en partie annulé par un écart défavorable moins marqué entre le taux de change moyen et le taux couvert. La perte de couverture réalisée pour le semestre clos le 30 juin 2017 était inférieure à celle de la période correspondante pour 2016 en raison d'un écart défavorable moins prononcé entre le taux de change moyen et le taux couvert. La perte réalisée de l'unité Éliminations et divers est neutralisée en partie par l'incidence positive du bénéfice découlant de la conversion des activités libellées en dollars américains et se reflète dans le BAII des secteurs d'exploitation respectifs.

Les gains et les pertes réalisés dans le cadre de ce programme de couverture sont présentés intégralement dans l'unité Éliminations et divers, la société gérant le risque de conversion du taux de change de ses entités américaines à l'échelle de l'entreprise. Les gains et les pertes découlant de règlements d'instruments dérivés portant sur le taux de change couvrant l'exposition découlant de opérations relatives aux produits d'exploitation ou aux charges des activités canadiennes de la société sont inscrits au niveau de l'entité et présentés dans le BAII du secteur d'exploitation visé. Par exemple, les gains et les pertes sur les couvertures des produits d'exploitation du réseau principal au Canada libellés en dollars américains sont présentés dans le BAII du réseau principal au Canada.

L'accroissement de la perte ajustée avant intérêts et impôts de l'unité Éliminations et divers rend compte d'une hausse des charges non réparties de la société découlant principalement de l'opération de fusion; elle a été partiellement annulée par les synergies générées jusqu'à maintenant par l'intégration des fonctions administratives générales de la société.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à la stratégie de croissance d'Enbridge, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de la volonté d'Enbridge, notamment la volatilité des marchés des capitaux découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, la société met en œuvre des stratégies de financement et des plans financiers visant à assurer qu'elle dispose de liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins d'exploitation normaux et à ses besoins en capitaux futurs. À court terme, la société compte généralement avoir recours à ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, à des émissions sur les marchés des capitaux, à des billets de trésorerie et (ou) à des prélèvements sur ses facilités de crédit pour financer ses obligations à leur échéance, ses dépenses en immobilisations et les remboursements de sa dette, ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Au moyen de facilités de crédit engagées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières, la société prévoit maintenir les liquidités suffisantes pour lui permettre de répondre à tous ses besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés des capitaux.

Le plan de financement de la société est régulièrement mis à jour en fonction des besoins en capitaux et des conditions des marchés des capitaux et intègre diverses sources potentielles de solutions de financement de rechange au moyen de l'émission de titres de créance et de titres de capitaux propres, y compris par le truchement d'EEP, du groupe du fonds et de SEP, entités détenues à titre de promoteurs.

### ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

La société et ses filiales autofinancées veillent 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.

SEP a prévu des dépenses d'expansion du capital de 1,8 G\$ US en 2017, dépenses qui devraient être financées au moyen de titres de créance, d'actions émises principalement dans le cadre de son programme d'ordres au cours du marché et de remboursements de capital au niveau du projet.

### Crédit bancaire et liquidités

Pour maintenir ses liquidités et pour atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, Enbridge maintient son accès à des fonds par le truchement de l'obtention de facilités de crédit bancaire engagées et elle gère activement ses sources de financement bancaire pour optimiser les prix et garantir la souplesse. Le tableau ci-après présente les détails des facilités de crédit engagées de la société aux 30 juin 2017 et 31 décembre 2016.

	Dates d'échéance	30 juin 2017		
		Total des facilités	Prélève- ments <sup>1</sup>	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge	2018-2022	6 826	5 686	1 140
Enbridge (U.S.) Inc.	2018-2019	3 805	2 216	1 589
EEP	2019-2020	3 409	1 994	1 415
EGD	2018	1 017	684	333
Enbridge Income Fund	2019	1 500	771	729
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2018	26	-	26
Pipelines Enbridge Inc.	2018	3 000	1 105	1 895
Enbridge Southern Lights LP	2018	5	-	5
Spectra Energy Capital, LLC <sup>2</sup>	2021	1 299	-	1 299
Spectra Energy Partners <sup>2</sup>	2021	3 247	1 721	1 526
Westcoast <sup>2</sup>	2021	400	-	400
Union Gas <sup>2</sup>	2021	700	300	400
<b>Total des facilités de crédit engagées</b>		<b>25 234</b>	<b>14 477</b>	<b>10 757</b>

<sup>1</sup> Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garanties par la facilité de crédit.

<sup>2</sup> Facilité de crédit engagée acquise dans le cadre de la fusion avec Spectra Energy. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a réalisé les placements de titres de créance à terme suivants :

- Des billets à moyen terme non garantis totalisant 1,2 G\$, ayant des dates d'échéance allant de 2022 à 2044 et portant intérêt à des taux allant de 3,2 % à 4,6 %.
- Des billets à taux variable non garantis totalisant 750 M\$ qui arrivent à échéance en 2019 et portent intérêt à un taux correspondant au taux des acceptations bancaires sur trois mois plus 59 points de base.
- Des billets à taux variable non garantis totalisant 500 M\$ US qui arrivent à échéance en 2020 et portent intérêt à un taux correspondant au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») de trois mois plus 70 points de base.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, SEP a émis des billets à taux variable non garantis totalisant 400 M\$ US qui arrivent à échéance en 2020 et portent intérêt à un taux correspondant au TIOL de trois mois plus 70 points de base.

Le 7 juillet 2017, Enbridge a réalisé un placement de 1,4 G\$ US de billets non garantis de premier rang (les « billets »). Les billets consistaient en deux tranches de 700 M\$ US portant intérêt à des taux fixes de 2,9 % et 3,7 % et ayant des échéances de cinq et 10 ans, respectivement. Un montant d'environ 1,2 G\$ US du produit net de l'émission des billets a servi au remboursement des billets déposés décrits ci-après.

Le 14 juillet 2017, Enbridge a également réalisé un placement de 1,0 G\$ US de billets subordonnés à taux variable différé. Ces billets portent intérêt au taux de 5,5 %, fixe pour la période initiale de 10 ans, et à un taux variable par la suite. Ces billets ont une échéance de 60 ans, avec possibilité de remboursement par anticipation après 10 ans.

La société a aussi réalisé les placements suivants. Le 7 juillet 2017, Enbridge et Spectra Energy Capital, LLC (« Spectra Capital ») ont réalisé une offre publique d'achat au comptant visant le capital des billets non garantis de premier rang de Spectra Capital en cours portant intérêt au taux de 8,0 % et arrivant à échéance en 2019. Le capital déposé et accepté s'établissait à 267 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 310 M\$ US. Le 13 juillet 2017, dans le cadre d'une offre publique d'achat au comptant, Spectra Capital a acheté le capital de ses billets non garantis de premier rang en cours portant intérêt à des taux allant de 3,3 % à 7,5 % et ayant des échéances allant de un à 21 ans. Le capital déposé et accepté s'établissait à 761 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 857 M\$ US.

Au cours du premier trimestre de 2017, la société a continué de diversifier son accès à du financement au moyen de l'établissement d'une facilité de crédit à terme auprès d'un consortium de banques asiatiques pour un engagement total de 239 M\$. Au 30 juin 2017, la société conservait auprès de consortiums de banques asiatiques trois facilités de crédit à terme entièrement utilisées lui procurant une source de financement par emprunt à terme abordable comparativement au coût du financement par emprunt à terme sur les marchés publics nord-américains disponible à ce moment-là.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, la société a aussi des facilités de crédit à vue non engagées de 556 M\$ (335 M\$ au 31 décembre 2016), sur lesquelles un montant de 148 M\$ (177 M\$ au 31 décembre 2016) était inutilisé au 30 juin 2017.

Le montant net de 11 783 M\$ des liquidités disponibles de la société au 30 juin 2017 comprenait 2 028 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, déduction faite de la dette bancaire de 1 002 M\$, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Les ententes de facilité de crédit de la société et les 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 la société se trouve en situation de défaut de paiement ou contrevient à certaines clauses restrictives. Au 30 juin 2017, la société respectait toutes les clauses restrictives et prévoyait continuer de s'y conformer.

La croissance considérable des flux de trésorerie d'origine interne, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de son modèle d'affaires ont permis à Enbridge de conserver son profil de crédit. La société surveille et gère activement ses 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 elle a accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de sa 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 30 juin 2017, le ratio de capitalisation de la dette de la société se chiffrait à 47,9 %, comparativement à 62,1 % au 31 décembre 2016. L'amélioration du ratio reflétait une augmentation des capitaux propres par suite de l'opération de fusion.

À la suite de la clôture de l'opération de fusion, les notations de la société ont été confirmées, comme suit :

- DBRS Limited a confirmé la notation d'émetteur ainsi que la notation des billets à moyen terme et des débetures non garanties de la société 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), mais elles sont passées de sous surveillance avec perspective évolutive à stable.
- Moody's Investor Services, Inc. a confirmé la notation d'émetteur ainsi que la notation de la dette non garantie de premier rang de la société à Baa2, la notation de la dette subordonnée à Ba1, la notation des actions privilégiées à Ba1 et la notation de billets de trésorerie à P-2, et a maintenu les perspectives négatives.
- Standard & Poor's Rating Services (« S&P ») a confirmé les notations de crédit de la société 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 la notation à court terme générale de la société à A-2.
- En juin 2017, la société a obtenu auprès de Fitch une notation par défaut à long terme et une notation de la dette non garantie de premier rang de BBB+, une notation des actions privilégiées de BBB-, une notation des billets subordonnés de deuxième rang de BBB- ainsi qu'une notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie de F2 avec perspectives stables.

Les solides notations de crédit de première qualité d'Enbridge témoignent du peu de risque associé à ses actifs sous-jacents, de son exposition restreinte aux risques liés aux prix des marchandises et aux volumes, de son bilan en matière de réalisation de projets, de son solide ratio de couverture des dividendes et de ses liquidités disponibles substantielles. La société estime qu'elle dispose toujours amplement, tant au Canada qu'aux États-Unis, de l'accès aux marchés des capitaux dont elle a besoin pour financer de façon adéquate l'exécution de son programme d'investissement de croissance.

Aucune restriction importante ne concerne la trésorerie de la société, exception faite de la trésorerie soumise à restrictions de 100 M\$ qui 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, ainsi qu'une garantie en trésorerie et des montants au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. En général, Enbridge n'a aisément accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par EEP, le groupe du fonds et SEP qu'une fois que les distributions sont déclarées et versées par ces entités, ce qui a lieu trimestriellement pour EEP et SEP et mensuellement pour le groupe du fonds. Par ailleurs, la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales à l'étranger peuvent ne pas être aisément accessibles pour d'autres usages par Enbridge.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, au 30 juin 2017, la société avait un fonds de roulement négatif. Le financement continu du programme d'investissement de croissance de la société a été le principal facteur du déficit du fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, la société maintient 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. Comme il a été mentionné, au 30 juin 2017, le montant net des liquidités disponibles de la société totalisait 11 783 M\$ (14 274 M\$ au 31 décembre 2016). La société prévoit que toute partie à court terme de la dette à long terme arrivant à échéance sera aussitôt refinancée.

## SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Activités d'exploitation	2 033	1 370	3 710	3 231
Activités d'investissement	(2 368)	(2 080)	(5 891)	(3 932)
Activités de financement	531	230	2 124	981
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(23)	2	(32)	(38)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	173	(478)	(89)	242

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour le trimestre et le semestre clos les 30 juin 2017 et 30 juin 2016 sont résumés ci-après.

### Activités d'exploitation

- Les flux de trésorerie liés à l'exploitation de la société ont augmenté de 663 M\$ et de 479 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2016. La croissance de la trésorerie liée à l'exploitation témoigne des facteurs d'exploitation dont il est question aux rubriques *Mesures non conformes aux PCGR – BAI ajusté* et *Mesures non conformes aux PCGR – Bénéfice ajusté*.
- Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les coûts d'opération et de transition liés à l'opération de fusion de même que les coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés liés à la réduction d'effectifs à l'échelle de l'entreprise de la société ont annulé en partie la hausse des flux de trésorerie liés à l'exploitation.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation liés aux activités d'exploitation s'est établie à 318 M\$ (64 M\$ en 2016) pour le trimestre clos le 30 juin 2017 et à 555 M\$ (195 M\$ en 2016) pour le semestre clos le 30 juin 2017. Les actifs et les passifs d'exploitation d'Enbridge 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'impôt ainsi que le moment des encaissements et des décaissements. En outre, la réglementation ontarienne en matière de plafonnement et d'échange est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un passif pour conformité à cette réglementation dans le secteur Distribution de gaz au premier semestre de 2017.

### Activités d'investissement

- Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté de 288 M\$ et de 1 959 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2016. L'augmentation est principalement attribuable à l'augmentation des placements en actions de la société. Au cours du premier semestre de 2017, la société a 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, la société a fait un placement en actions de 0,5 G\$ pour sa participation de 50 % dans Hohe See.
- L'augmentation était également attribuable à la poursuite par la société de l'exécution de son 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.
- En outre, au cours du premier semestre de 2017, l'investissement par la société dans des immobilisations incorporelles par rapport à la réglementation sur le plafonnement et l'échange était plus élevé comparativement au semestre correspondant de 2016.
- 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 et

par le produit de la cession des actifs du pipeline Ozark et de Sandpiper au premier semestre de 2017. Au premier trimestre de 2016, la société a effectué un dépôt de 54 M\$ dans le cadre de l'acquisition des usines Tupper. De plus, au deuxième trimestre de 2017, la société a également reçu un remboursement au comptant de dépenses d'immobilisations de la part d'un producteur de gaz naturel relativement à la suspension d'un projet de pipeline.

### **Activités de financement**

- Les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 301 M\$ et de 1 143 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2016. Pendant le premier semestre de 2017, la société a émis une série de billets à moyen terme et à taux fixe et variable et en a affecté le produit principalement au remboursement de billets à terme arrivant à échéance et au financement des programmes de croissance du capital.
- L'augmentation des rentrées de trésorerie liées aux activités de financement reflétait également la hausse globale des apports au comptant des participations ne donnant pas le contrôle, lesquelles comprennent désormais les participations ne donnant pas le contrôle dans les actifs acquis au moyen de l'opération de fusion. La distribution aux participations ne donnant pas le contrôle a aussi augmenté en raison des actifs acquis, qui ont été contrebalancés par la diminution des distributions découlant de la restructuration stratégique d'EEP décrite à la rubrique *Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis*.
- 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 les actions ordinaires de la société 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.

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

Les participants au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions de la société bénéficient d'un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires, au moyen des dividendes réinvestis. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, les dividendes déclarés ont été de 1 003 M\$ (492 M\$ en 2016), dont 659 M\$ (281 M\$ en 2016) ont été payés au comptant et sont reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes déclarés, soit 344 M\$ (211 M\$ en 2016), 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. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les dividendes déclarés ont été de 1 551 M\$ (952 M\$ en 2016), dont 1 013 M\$ (557 M\$ en 2016) ont été payés au comptant et sont reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes déclarés, soit 538 M\$ (395 M\$ en 2016), 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. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, 34,3 % (42,9 % en 2016) et 34,7 % (41,5 % en 2016) du total des dividendes déclarés ont été réinvestis.



Le 2 août 2017, le conseil d'Enbridge a déclaré les dividendes trimestriels suivants, tous payables le 1<sup>er</sup> septembre 2017 aux actionnaires inscrits le 15 août 2017.

Actions ordinaires	0,61000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B <sup>1</sup>	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C <sup>2</sup>	0,18600 \$
Actions privilégiées, série D	0,25000 \$
Actions privilégiées, série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, série H	0,25000 \$
Actions privilégiées, série J <sup>3</sup>	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,25000 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,25000 \$
Actions privilégiées, série P	0,25000 \$
Actions privilégiées, série R	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 1	0,25000 \$ 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 \$

*1 Le 1<sup>er</sup> juin 2017, le montant des dividendes trimestriels de la série B a été refixé à 0,21340 \$, par rapport à 0,25000 \$, devant être refixé à chaque cinquième anniversaire par la suite.*

*2 Le 1<sup>er</sup> juin 2017, le montant des dividendes trimestriels de la série C a été fixé à 0,18600 \$, devant être refixé à chaque trimestre par la suite.*

*3 Le 1<sup>er</sup> juin 2017, le montant des dividendes trimestriels de la série J a été refixé à 0,30540 \$ US, par rapport à 0,25000 \$ US, devant être refixé à chaque cinquième anniversaire par la suite.*

## FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

### OLÉODUCS

#### Cession de l'actif du pipeline Ozark

Tel qu'il est mentionné à la rubrique *Monétisation des actifs*, la société a vendu, le 1<sup>er</sup> mars 2017, Ozark Pipeline à une filiale de MPLX LP pour un produit en espèces d'environ 0,3 G\$ (0,2 G\$ US), certains coûts de remboursement étant compris. Le pipeline Ozark, actif non essentiel appartenant à EEP, sert au transport du pétrole brut, à partir de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à Wood River, en Illinois, où il est livré à la raffinerie d'un tiers et acheminé vers les pipelines d'autres tiers. Les résultats des activités d'Ozark Pipeline pour la période antérieure à sa vente sont consignés à la rubrique *Oléoducs – Installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique*.

#### Renouvellement des servitudes de la canalisation 5

Le 4 janvier 2017, le conseil tribal des indiens 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 du réseau principal de la société. La résolution de la bande prévoit le démantèlement et le retrait du pipeline sur l'ensemble des terres et bassins hydrographiques de la rivière Bad. La résolution tribale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société à exploiter le pipeline dans la réserve. Depuis que la bande a adopté la résolution, les parties ont convenu de poursuivre les pourparlers en vue de comprendre et de dissiper à long terme les préoccupations de la bande.

#### Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

En février 2017, Eddystone Rail, filiale d'Enbridge, 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. Les chances de réussite d'Eddystone Rail dans le cadre de la poursuite dont il vient d'être question ne peuvent être déterminées et il est possible qu'Eddystone Rail ne soit pas en mesure de recouvrer les montants réclamés. En mars 2017, les parties défenderesses ont déposé des requêtes visant à obtenir le rejet de la poursuite pour tous les chefs qui leur ont été imputés. Le 19 juillet 2017, les requêtes pour rejet présentées par les parties défenderesses ont été rejetées et l'action d'Eddystone Rail pourra donc suivre son cours. Les résultats d'exploitation d'Eddystone Rail sont présentés à la rubrique *Oléoducs – Pipelines d'amenée et autres*.

#### Pipeline Dakota Access

Tel qu'il est mentionné à la rubrique *Stratégie de véhicules à titre de promoteur aux États-Unis – Conclusion d'une entente définitive de financement conjoint du réseau pipelinier Bakken*, le placement de la société dans le réseau pipelinier Bakken comprend le pipeline Dakota Access. Le 9 février 2017, la nation sioux Standing Rock a intenté une poursuite auprès de la Cour d'appel de district des États-Unis (la « Cour ») pour contester la validité du processus utilisé par le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (« corps d'armée ») pour délivrer le permis pour le pipeline Dakota Access. La nation sioux Standing Rock demande à la Cour d'ordonner à l'exploitant de fermer le pipeline jusqu'à ce que le processus réglementaire approprié soit effectué.

Le 14 juin 2017, la Cour a décidé que le corps d'armée n'a pas suffisamment examiné l'incidence d'un déversement de pétrole sur les droits de chasse et de pêche de la nation sioux Standing Rock et a instruit le corps d'armée de reconsidérer les éléments de son analyse environnementale. La Cour ne s'est pas prononcée quant à savoir si le pipeline Dakota Access devrait ou non cesser son exploitation, mais le 21 juin 2017, la Cour a établi un calendrier pour le dépôt de mémoires qui permettra aux parties à l'instance de présenter des plaidoiries écrites à ce sujet. Les mémoires définitifs doivent être présentés par les parties vers la fin d'août 2017, mais nul ne sait lorsque la Cour rendra sa décision. Néanmoins, le pipeline Dakota Access demeure en exploitation dans l'attente de la décision de la Cour à ce sujet.

## **Déversement de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B du réseau de Lakehead**

### **Déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B**

Le 26 juillet 2010, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B du réseau de Lakehead d'EEP a été signalé près de Marshall, dans le Michigan.

Au 30 juin 2017, le cumul des coûts estimatifs d'EEP en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B demeure à 1,2 G\$ US (195 M\$ après impôts attribuables à Enbridge), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 30 juin 2017. En dépit des efforts consentis par EEP pour assurer la vraisemblance de ses estimations, il demeure possible qu'EEP doive engager des coûts supplémentaires en rapport avec le déversement de pétrole brut en raison des variations de coûts qui pourraient survenir dans une catégorie de coûts en particulier ou dans l'ensemble des catégories, ou en raison de la modification ou la révision des exigences des organismes de réglementation.

### **Règlements de compagnies d'assurance**

EEP est incluse dans le programme d'assurance global qu'Enbridge souscrit pour ses filiales et ses sociétés affiliées. Au 30 juin 2017, EEP a comptabilisé des recouvrements d'assurance pour un total de 547 M\$ US (80 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B sur la limite applicable de 650 M\$ US. Sur la garantie résiduelle de 103 M\$ US, un montant de 85 M\$ US faisait l'objet d'une poursuite intentée contre un assureur en particulier. En mars 2015, Enbridge a conclu une entente avec cet assureur aux termes de laquelle la réclamation de 85 M\$ US sera soumise à un processus d'arbitrage exécutoire. Le 2 mai 2017, la commission d'arbitrage a rendu une décision non favorable à l'endroit d'Enbridge. Par conséquent, il est peu probable qu'EEP reçoive d'autres recouvrements d'assurance relativement au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B.

### **Poursuites judiciaires et instances réglementaires**

Certains organismes de réglementation et organismes gouvernementaux américains ont lancé des enquêtes relativement au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B. Une action en justice ou demande d'indemnisation est en cours contre Enbridge, EEP ou leurs sociétés affiliées devant des tribunaux d'États américains au sujet de la fuite de pétrole brut mettant en cause la canalisation 6B. Selon l'état actuel de ce cas, la société estime que l'issue d'une telle action en justice ne devrait pas prêter à conséquence quant à ses résultats d'exploitation ou à sa situation financière.

### **Amendes et pénalités visant la canalisation 6B**

Au 30 juin 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comprend 69 M\$ US en amendes et pénalités, ce qui englobe les amendes et pénalités imposées par le département de la Justice comme il est mentionné ci-après.

### **Ordonnance sur consentement**

Le 23 mai 2017, la cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan a approuvé l'ordonnance sur consentement. L'ordonnance sur consentement constitue la convention de règlement signée par EEP et la United States Environmental Protection Agency (« EPA ») et le département de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B. Le 15 juin 2017, Enbridge a effectué un paiement total de 68 M\$ US conformément à l'ordonnance sur consentement, paiement qui reflète 61 M\$ US pour la pénalité civile relative au déversement provenant de la canalisation 6B, 1 M\$ US pour le déversement provenant de la canalisation 6A et 6 M\$ US pour les frais d'enlèvement antérieur plus intérêts.

### **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<sup>er</sup> 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. Les parties ont déposé

des mémoires au cours du premier trimestre de 2017 pour défendre la décision du juge administratif et pour répondre aux critiques de cette décision. Les commissaires de la FERC passeront en revue l'ensemble du dossier pour ensuite rendre une décision. Aucune échéance n'a été fixée à cet égard.

## **GAZODUCS ET TRAITEMENT**

### **Question concernant Aux Sable et l'Environmental Protection Agency**

En septembre 2014, Aux Sable a reçu de l'EPA un avis d'infraction et de violation portant sur des violations présumées de la loi intitulée *Clean Air Act* dans le cadre de son programme de détection et de réparation des fuites ainsi que des dispositions connexes du permis en vertu de la *Clean Air Act* obtenu pour les installations d'Aux Sable à Channahon, en Illinois. Dans le cadre du processus en cours pour répondre à l'avis d'infraction de septembre 2014, Aux Sable a découvert ce qu'elle croyait être un dépassement des limites actuellement permises en ce qui a trait aux composés organiques volatils. En avril 2015, Aux Sable a reçu un deuxième avis d'infraction de l'EPA relativement à cet éventuel dépassement des limites. Aux Sable a entrepris des pourparlers avec l'EPA afin d'évaluer l'incidence de ces questions et y apporter une solution définitive, notamment en ce qui concerne une ébauche d'ordonnance de consentement, et les discussions se poursuivent. L'ordonnance de consentement, dans sa version définitive, ne devrait pas avoir d'incidence considérable sur l'état consolidé de la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Le 14 octobre 2016, une requête modifiée a été intentée contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN. Le 5 janvier 2017, Aux Sable a déposé sa défense relativement à cette requête. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de cette poursuite, la direction estime à l'heure actuelle que son règlement définitif n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés.

## **ENGAGEMENTS AU TITRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS**

La société a signé des contrats en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui totalisent 4 588 M\$ et qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années.

## **QUESTIONS FISCALES**

Enbridge et ses filiales conservent des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, de l'avis de la société, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

## **AUTRES LITIGES**

La société et ses filiales font 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 remises en question 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 actions et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur la situation financière consolidée de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés.

## **GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours des actions de la société ont une incidence sur le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société. Pour gérer ces risques, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Les types de risques de marché auxquels la société est exposée et les instruments de gestion des risques utilisés pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques qui suivent, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

### **Risque de change**

La société génère des produits, engage des dépenses et détient un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

La société a mis en place une politique dans le cadre de laquelle elle dote d'une couverture un niveau de bénéfice minimum libellé en devises pour un horizon prévisionnel de cinq ans. La société a recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. La société a recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains sous forme de dérivés de change et de titres de créance libellés en dollars américains.

### **Risque de taux d'intérêt**

Le bénéfice et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable, soit essentiellement ses billets de trésorerie. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps taux fixe-variable et à des options. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur sa charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 2,5 %.

Par suite de l'opération de fusion, la société est exposée aux variations de la juste valeur de ses emprunts à taux fixe découlant des variations des taux d'intérêt sur le marché. Pour se prémunir contre l'effet des variations futures de la juste valeur de sa dette à taux fixe, la société a recours à des swaps taux variable-fixe. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante les fluctuations de la juste valeur des emprunts à taux fixe à l'aide de swaps taux fixe-variable au taux de swap moyen de 2,1 %.

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à plus long terme en raison des titres de créance à terme à taux fixes que la société émettra. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt. Elle a mis en place un programme afin d'atténuer de façon importante son exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 3,8 %.

La société surveille aussi la proportion relative de ses emprunts à taux fixe et à taux variable pour garder la dette consolidée dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil, à savoir des emprunts à taux variable représentant au maximum 25 % du total de la dette en cours. Elle a recours essentiellement à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

### **Risque lié au prix des marchandises**

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de ses participations dans certains actifs et placements et à cause des activités de ses filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. La société a recours à des instruments financiers dérivés pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. La société a essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

### **Risque lié au prix des quotas d'émission**

Le risque lié au prix des quotas d'émission est le risque de gain ou de perte causé par les fluctuations du prix du marché des quotas d'émission que l'entreprise de distribution de gaz de la société est tenue d'acheter pour elle-même et pour la plupart de ses clients afin de respecter ses obligations en matière de conformité relative aux GES. Comme le cadre d'approvisionnement en gaz, le cadre de la CEO relatif à l'achat de quotas d'émission permet le recouvrement des fluctuations du prix des quotas d'émission dans les tarifs facturés aux consommateurs, sous réserve de l'approbation de la CEO.

## Risque de variation du cours des actions

Le risque de variation du cours des actions est le risque de fluctuations du bénéfice découlant des variations du cours des actions de la société. La société est exposée au risque de variation du cours de ses actions ordinaires par le truchement de l'émission de divers types de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur le bénéfice en raison de la réévaluation des parts en circulation pour chaque période. La société a recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'actions restreintes. Pour gérer le risque de variation du cours des actions, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

## INCIDENCE DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS SUR L'ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau qui suit présente l'incidence des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net sur le résultat consolidé et le résultat global consolidé avant impôts de la société.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Montant du gain (de la perte) non réalisé constaté dans les autres éléments du résultat global				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	3	2	1	(33)
Contrats de taux d'intérêt	(41)	(428)	(55)	(1 004)
Contrats sur marchandises	(9)	(18)	12	(2)
Autres contrats	(6)	6	(15)	37
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	65	(12)	73	72
	12	(450)	16	(930)
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie efficace)</i>				
Contrats de change <sup>1</sup>	(102)	(1)	(101)	2
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	36	72	84	51
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	(2)	2	(4)	(6)
Autres contrats <sup>4</sup>	4	(4)	13	(30)
	(64)	69	(8)	17
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie inefficace et montant exclu du test d'efficacité)</i>				
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	4	5	6	31
	4	5	6	31
Montant du gain (de la perte) lié aux dérivés non admissibles constaté dans le résultat net				
Contrats de change <sup>1</sup>	434	28	707	1 044
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	32	4	14	8
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	19	(114)	182	(298)
Autres contrats <sup>4</sup>	(5)	5	(5)	11
	480	(77)	898	765

1 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits et « Autres produits » aux états consolidés des résultats.

2 Montant comptabilisé au poste « Charges d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coût des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.

### **Dérivés à la juste valeur**

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures à la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert est inscrit au poste « Charges d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Lors du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, la société a comptabilisé dans les résultats un gain non réalisé de 3 M\$ et de 1 M\$ (néant en 2016) sur le dérivé et une perte non réalisée de 3 M\$ et de 1 M\$ (néant en 2016) sur l'élément couvert. La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

### **RISQUE DE LIQUIDITÉ**

Le risque de liquidité est le risque que la société ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, la société prévoit ses besoins en trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer si elle disposera des fonds nécessaires et conserve une importante capacité au moyen de ses marges de crédit bancaires engagées, comme l'indique la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*. La société tient aussi à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui lui permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. La société est réputée respecter toutes les modalités de ses facilités de crédit engagées au 30 juin 2017.

### **RISQUE DE CRÉDIT**

La conclusion d'instruments financiers dérivés peut entraîner une exposition à des risques sur le plan du crédit en raison de la possibilité qu'une contrepartie au contrat ne respecte pas ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, la société conclut des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque de crédit des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

La société a généralement pour politique de conclure des contrats de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de ses contreparties sur dérivés. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduiraient donc l'exposition de la société au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés avec les contreparties dans ces situations particulières.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Le risque de crédit lié à EGD et à Union Gas est atténué par la taille et la diversité de la clientèle ainsi que par la capacité de recouvrer, par la voie de la tarification, une estimation des créances douteuses. La société surveille activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, elle obtient des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, la société crée une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classe dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal ayant trait aux actifs financiers autres que des instruments dérivés est leur valeur comptable.

## **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES**

### **ADOPTION DE NOUVELLES NORMES**

#### **Simplification de la dépréciation de l'écart d'acquisition**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et a appliqué cette norme prospectivement. Conformément à cette nouvelle directive, la dépréciation de l'écart d'acquisition sera désormais évaluée au moyen de l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur; ce montant ne devrait pas être supérieur à la

valeur comptable de l'écart d'acquisition. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Clarification de la définition d'une entreprise dans le cadre d'une acquisition**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'ASU 2017-01 selon une méthode prospective. Cette nouvelle norme a pour objet de fournir des directives supplémentaires pour aider les entités à évaluer si les opérations doivent être comptabilisées comme des acquisitions (ou des cessions) d'actifs ou d'entreprises. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'ASU 2016-16 selon une méthode rétrospective modifiée. La nouvelle norme a été publiée en vue d'améliorer la comptabilisation des conséquences fiscales des transferts entre entités d'actifs autres que des stocks. Selon les nouvelles indications, une entité devrait constater les conséquences fiscales d'un transfert entre entités d'un actif autre que des stocks lorsque le transfert a lieu. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Amélioration de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions aux employés**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté l'ASU 2016-09 et elle a appliqué certaines modifications selon une méthode rétrospective modifiée, le reste des modifications ayant été appliquées sur une base prospective. La nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements en actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou passifs et le classement aux états des flux de trésorerie. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Simplification de l'analyse des instruments dérivés intégrés pour les titres de créance**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté l'ASU 2016-06 selon une méthode rétrospective modifiée. Cette nouvelle directive simplifie l'analyse des dérivés intégrés pour les titres de créances assortis d'options d'achat ou de vente. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

### **FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES**

#### **Clarification des directives sur la comptabilisation des modifications au traitement comptable de la rémunération à base d'actions**

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 dans le but de préciser le champ d'application de la comptabilisation de modifications et de déterminer si elle est nécessaire dans le cas d'une modification des modalités d'une attribution de rémunération à base d'actions. Conformément à cette nouvelle directive, la comptabilisation de toutes les modifications des attributions de rémunération à base d'actions est requise, à moins que les conditions suivantes soient respectées : 1) il n'y a aucun changement à la juste valeur d'une attribution, 2) les conditions d'acquisition n'ont pas changé et 3) le classement de l'attribution en tant qu'instrument de capitaux propres ou que titre de créance n'a pas changée. Cette mise à jour s'applique de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2017. L'adoption de l'ASU 2017-09 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Modification de la période d'amortissement pour certains titres de créance à prime rachetables par anticipation**

L'ASU 2017-08 a été publiée en mars 2017 dans le but de réduire la période d'amortissement à la première date de rachat pour certains titres de créance à prime. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.



### **Amélioration de la présentation des coûts nets des prestations liés aux régimes à prestations déterminées pour une période donnée**

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 essentiellement pour améliorer la présentation à l'état des résultats des composantes des charges de retraite périodiques nettes et des charges périodiques nettes au titre des avantages postérieurs à l'emploi pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2017 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective aux fins de la présentation à l'état des résultats et selon une méthode prospective aux fins de la composante capitalisée. Exception faite de la présentation révisée à l'état des résultats, l'adoption de l'ASU 2017-07 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers de la société.

### **Clarification des directives sur la décomptabilisation et les ventes partielles d'actifs non financiers**

L'ASU 2017-05 a été publiée en février 2017 afin de préciser le champ d'application des directives sur la décomptabilisation des actifs et la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'ASU précise les dispositions concernant les actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chaque actif distinct et modifie la directive sur la décomptabilisation d'un actif non financier particulier dans le cadre d'opérations de vente partielle. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2017 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective ou une méthode rétrospective modifiée.

### **Comptabilisation des pertes de crédit**

L'ASU 2016-13, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable à la date de chaque bilan. Le traitement comptable actuel fait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reporte leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La modification prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilise une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduira par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

### **Comptabilisation des contrats de location**

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 en vue d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations. Elle exige que les locataires aux termes de contrats de location-exploitation comptabilisent les actifs et passifs locatifs à l'état de la situation financière et qu'ils révèlent des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. Par ailleurs, cette mise à jour remplace la définition actuelle de contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation d'un actif. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

### **Produits découlant de contrats conclus avec des clients**

L'ASU 2014-09 a été publiée en 2014 dans le but de rehausser considérablement l'uniformité et la comparabilité des pratiques de constatation des produits entre les entités et les secteurs. La nouvelle norme précise un modèle unique en cinq étapes fondé sur certains principes à appliquer pour tous les contrats conclus avec des clients et présente de nouvelles exigences de divulgation accrue. La nouvelle

norme entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Elle peut être appliquée selon une méthode entièrement rétrospective, avec retraitement des chiffres des périodes précédentes présentées, ou selon une méthode rétrospective modifiée, dont l'incidence cumulative est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non répartis d'ouverture de la période d'adoption. La société a décidé de façon provisoire d'adopter la nouvelle norme selon une méthode rétrospective modifiée.

La société a examiné un échantillon de contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur ses pratiques de constatation de produits. Selon cet examen initial, l'application de la norme par la société pourrait donner lieu à un changement de la présentation du secteur Distribution de gaz en ce qui a trait aux paiements versés aux clients selon le mécanisme de partage des bénéfices. Actuellement, ces paiements figurent dans les charges à l'état consolidé des résultats. Selon la nouvelle norme, ces paiements seraient présentés en réduction des produits. De plus, l'estimation des contreparties variables, qui sera nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Gazoducs et traitement et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction pour certains contrats productifs du secteur Oléoducs, pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats. La société n'a pas encore achevé son évaluation, mais selon son avis préliminaire, elle ne s'attend pas à ce que ces changements aient une incidence importante sur ses produits ou son résultat. La société élabore actuellement des processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme.

## INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

	2017		2016				2015	
	T2 <sup>2</sup>	T1 <sup>2</sup>	T4	T3	T2	T1	T4	T3
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>								
Produits	11 116	11 146	9 338	8 488	7 939	8 795	8 914	8 320
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	919	638	365	(103)	301	1 213	378	(609)
Résultat par action ordinaire	0,56	0,54	0,39	(0,11)	0,33	1,38	0,44	(0,72)
Résultat dilué par action ordinaire	0,56	0,54	0,39	(0,11)	0,33	1,38	0,44	(0,72)
Dividendes par action ordinaire	0,610	0,583	0,530	0,530	0,530	0,530	0,465	0,465
Variations des (gains) pertes non réalisées liées à la juste valeur d'instruments dérivés <sup>1</sup>	(537)	(245)	189	32	1	(652)	45	654

<sup>1</sup> Compris dans le bénéfice (la perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

<sup>2</sup> Les résultats d'exploitation liés aux actifs acquis au moyen de l'opération de fusion ayant pris effet le 27 février 2017 sont comptabilisés aux premier et deuxième trimestres de 2017. De plus amples renseignements figurent aux rubriques Fusion avec Spectra Energy, Oléoducs, Gazoducs et traitement, Distribution de gaz et Éliminations et divers.

Plusieurs facteurs ont une incidence sur la comparabilité des résultats financiers de la société d'un trimestre à l'autre, notamment l'opération de fusion au premier trimestre de 2017, le caractère saisonnier des activités de distribution de gaz de la société, les fluctuations des prix du marché, comme les taux de change et les prix des marchandises, la cession de placements ou d'actifs et le calendrier de la mise en service de nouveaux projets.

Une portion considérable des produits de la société est réalisée par ses activités de services énergétiques. 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. Les prix des marchandises ne se répercutent pas directement sur le bénéfice, étant donné que ce bénéfice est le résultat d'une marge ou d'un pourcentage des produits qui dépend davantage d'écart de prix des marchandises dans le temps et dans l'espace que du niveau absolu des prix.

La société gère activement son exposition aux risques de marché, notamment, les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change. Dans la mesure où les instruments dérivés utilisés pour gérer ces risques ne sont pas admissibles aux fins de l'utilisation de la comptabilité de couverture,

les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur de ces instruments auront une incidence sur le bénéfice.

Outre les incidences de l'opération de fusion et les variations des gains et pertes non réalisés décrites ci-dessus, les principaux éléments qui ont influé sur les bénéfices trimestriels consolidés sont présentés ci-dessous :

- Les résultats du premier trimestre de 2017 renferment des imputations de charges en diminution du bénéfice de 152 M\$ (111 M\$ après impôts) à l'égard des coûts engagés relativement à l'opération de fusion et de 129 M\$ (92 M\$ après impôts) à l'égard des coûts d'indemnités de cessation d'emploi relativement à la réduction de l'effectif à l'échelle de la société en mars 2017 et des coûts de restructuration dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 rendent compte des coûts d'indemnités de cessation d'emploi et de restructuration engagés relativement à l'initiative Bâtir notre avenir énergétique de la société, qui ont entraîné l'imputation d'une charge nette de 37 M\$ en diminution du bénéfice. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter au rapport de gestion annuel 2016 de la société.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent un gain de 520 M\$ (après impôts attribuable à Enbridge) sur l'aliénation d'actifs de la région du sud des Prairies dans le secteur Oléoducs.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent une perte de valeur des actifs de 272 M\$ (après impôts attribuable à Enbridge) se rapportant au projet Northern Gateway dans le secteur Oléoducs.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 et du deuxième trimestre de 2015 comprennent les incidences fiscales de transferts d'actifs entre des entités sous contrôle commun d'Enbridge. Les gains intersociétés réalisés par les entités cessionnaires ont été éliminés des états financiers consolidés de la société. Toutefois, puisque ces opérations portaient sur la vente de parts de sociétés en commandite, les conséquences fiscales sont demeurées intégrées aux résultats consolidés et ont donné lieu à une charge de 11 M\$ et de 39 M\$, respectivement.
- Au troisième trimestre de 2016, une perte de valeur de 1 000 M\$ (81 M\$ après impôts attribuable à Enbridge), y compris des coûts de projet connexes de 8 M\$, a été comptabilisée relativement au projet Sandpiper d'EEP. Au quatrième trimestre de 2016, des coûts de projet additionnels de 4 M\$ (coûts nuls après impôts attribuables à Enbridge) ont été comptabilisés.
- Les résultats des deuxième et troisième trimestres de 2016 renferment des coûts après impôts attribuables à Enbridge de 12 M\$ et de 10 M\$ respectivement liés au redémarrage de certains des pipelines et des installations d'Enbridge en raison des incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2016 reflètent une perte de valeur de 103 M\$ (après impôts attribuable à Enbridge) relativement à la participation de 75 % d'Enbridge dans Eddystone Rail et causée par les conditions du marché, qui ont touché le volume à l'installation ferroviaire.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2015 tiennent compte des coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés par suite de la réduction de la main-d'œuvre à l'échelle de l'entreprise et d'une charge nette de 25 M\$ imputée au bénéfice.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2015 reflètent une perte de valeur d'actifs de 63 M\$ US (perte de valeur de 11 M\$ après impôts attribuable à Enbridge) sur les installations ferroviaires Berthold d'EEP qui découle de l'incapacité de renouveler au-delà de 2016 les ententes fermes conclues avec des expéditeurs ou d'obtenir suffisamment d'engagements de volumes au comptant.
- Les résultats du troisième trimestre de 2015 comprennent les effets du transfert d'actifs entre des entités sous le contrôle commun d'Enbridge dans le cadre du transfert du secteur Oléoducs au Canada d'Enbridge et de certains actifs d'énergie renouvelable au Canada à EIPLP, dans laquelle le fonds a une participation indirecte, qui a entraîné une perte de 247 M\$ réalisée au reclassement des couvertures de taux d'intérêt, une radiation d'un actif réglementaire de 88 M\$ à l'égard des impôts ainsi que des coûts liés aux opérations de 16 M\$.
- Les résultats du troisième trimestre de 2015 comprenaient un gain après impôts de 44 M\$ par suite de l'aliénation d'actifs non essentiels dans le secteur Oléoducs.

Enfin, la société procède actuellement à la mise en œuvre d'un important programme de dépenses en immobilisations de croissance, et le choix du moment de la construction et de l'achèvement des projets de croissance pourrait avoir une incidence sur la comparabilité des résultats trimestriels. Les initiatives d'expansion du capital de la société, dont les dates de début de la construction et de mise en service prévues, sont énumérées à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

## DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION<sup>1</sup>

### ACTIONS PRIVILÉGIÉES

	Nombre	Date d'option de rachat et de conversion <sup>2,3</sup>	Droit de conversion <sup>3,4</sup>
Actions privilégiées, série A	5 000 000	-	-
Actions privilégiées, série B	18 269 812	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série C
Actions privilégiées, série C	1 730 188	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série B
Actions privilégiées, série D	18 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2018	Série E
Actions privilégiées, série F	20 000 000	1 <sup>er</sup> juin 2018	Série G
Actions privilégiées, série H	14 000 000	1 <sup>er</sup> septembre 2018	Série I
Actions privilégiées, série J	8 000 000	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série K
Actions privilégiées, série L	16 000 000	1 <sup>er</sup> septembre 2017	Série M
Actions privilégiées, série N	18 000 000	1 <sup>er</sup> décembre 2018	Série O
Actions privilégiées, série P	16 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2019	Série Q
Actions privilégiées, série R	16 000 000	1 <sup>er</sup> juin 2019	Série S
Actions privilégiées, série 1	16 000 000	1 <sup>er</sup> juin 2018	Série 2
Actions privilégiées, série 3	24 000 000	1 <sup>er</sup> septembre 2019	Série 4
Actions privilégiées, série 5	8 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2019	Série 6
Actions privilégiées, série 7	10 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2019	Série 8
Actions privilégiées, série 9	11 000 000	1 <sup>er</sup> décembre 2019	Série 10
Actions privilégiées, série 11	20 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2020	Série 12
Actions privilégiées, série 13	14 000 000	1 <sup>er</sup> juin 2020	Série 14
Actions privilégiées, série 15	11 000 000	1 <sup>er</sup> septembre 2020	Série 16
Actions privilégiées, série 17	30 000 000	1 <sup>er</sup> mars 2022	Série 18

### ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre
Actions ordinaires - émises et en circulation (avec droit de vote)	1 645 812 740
Options sur actions - émises et en cours (24 755 721 acquises)	39 771 613

<sup>1</sup> Les données sur les actions en circulation sont établies en date du 21 juillet 2017.

<sup>2</sup> Toutes les actions privilégiées sont des actions sans droit de vote. Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps au gré de la société. Pour les actions privilégiées des autres séries, la société peut, à son 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 à chaque cinquième date anniversaire par la suite.

<sup>3</sup> 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 d'une pour une, à la date d'option de conversion et à chaque cinquième date anniversaire par la suite, et ce, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.

<sup>4</sup> Le 1<sup>er</sup> juin 2017, 1 730 188 actions privilégiées de série B à taux fixe ont été converties en actions privilégiées de série C à taux variable en fonction des choix faits par les porteurs d'actions privilégiées aux termes des actions privilégiées de série B. Aucune action privilégiée de série J n'avait été convertie à la date d'option de conversion du 1<sup>er</sup> juin 2017.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>Produits</b>				
Ventes de marchandises	6 620	5 470	13 486	10 274
Ventes liées à la distribution de gaz	847	504	2 210	1 511
Transport et autres services	3 649	1 965	6 566	4 949
	<b>11 116</b>	<b>7 939</b>	<b>22 262</b>	<b>16 734</b>
<b>Charges</b>				
Coûts des marchandises	6 489	5 303	13 039	10 014
Coûts liés à la distribution de gaz	429	284	1 444	1 038
Exploitation et administration	1 646	1 003	3 197	2 100
Amortissement	868	555	1 540	1 114
	<b>9 432</b>	<b>7 145</b>	<b>19 220</b>	<b>14 266</b>
	<b>1 684</b>	<b>794</b>	<b>3 042</b>	<b>2 468</b>
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	236	(37)	472	189
Autres produits (charges)	179	(26)	214	250
Charge d'intérêts	(565)	(369)	(1 051)	(781)
	<b>1 534</b>	<b>362</b>	<b>2 677</b>	<b>2 126</b>
Charge d'impôts sur les bénéfices <i>(note 12)</i>	(293)	(10)	(491)	(427)
Bénéfice	1 241	352	2 186	1 699
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(241)	20	(465)	(41)
Bénéfice attribuable à Enbridge Inc.	1 000	372	1 721	1 658
Dividendes sur les actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.	<b>919</b>	<b>301</b>	<b>1 557</b>	<b>1 514</b>
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. <i>(note 4)</i>	<b>0,56</b>	<b>0,33</b>	<b>1,11</b>	<b>1,69</b>
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. <i>(note 4)</i>	<b>0,56</b>	<b>0,33</b>	<b>1,10</b>	<b>1,67</b>

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.*

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice	1 241	352	2 186	1 699
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts				
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(85)	(234)	(87)	(677)
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures d'investissement net	171	(23)	220	371
Autres éléments du résultat global des satellites	2	1	8	(1)
Reclassement dans le résultat de la perte sur les couvertures de flux de trésorerie	66	26	107	25
Reclassement dans le résultat des montants au titre de l'amortissement des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR »)	3	7	7	9
Variation de l'écart de conversion	(1 443)	61	(1 011)	(1 316)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(1 286)	(162)	(756)	(1 589)
Résultat global	(45)	190	1 430	110
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	15	70	(359)	170
Résultat global attribuable à Enbridge Inc.	(30)	260	1 071	280
Dividendes sur les actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.	(111)	189	907	136

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.*

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	7 255	6 515
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	10 492	7 391
Émission d'actions ordinaires	-	2 241
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion (note 5)	37 429	-
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	538	395
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	45	25
Solde à la fin de la période	48 504	10 052
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	3 399	3 301
Rémunération à base d'actions	51	30
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée de l'opération de fusion (note 5)	77	-
Options exercées	(53)	(12)
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company, Inc.	118	-
Perte de dilution sur les parts de catégorie A émises par Enbridge Energy Partners, L.P.	(870)	-
Gains de dilution et autres	357	98
Solde à la fin de la période	3 079	3 417
Bénéfices non répartis (déficit)		
Solde au début de la période	(716)	142
Bénéfice attribuable à Enbridge Inc.	1 721	1 658
Dividendes sur les actions privilégiées	(164)	(144)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(1 551)	(952)
Dividendes versés sur la participation croisée	15	13
Ajustement de la valeur de rachat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	189	(604)
Ajustement au titre de la comptabilisation des déductions fiscales inutilisées liées à la charge de rémunération à base d'actions	41	-
Ajustement au titre des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	-	(30)
Solde à la fin de la période	(465)	83
Cumul des autres éléments du résultat global (note 9)		
Solde au début de la période	1 058	1 632
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(650)	(1 378)
Solde à la fin de la période	408	254
Participation croisée		
Solde au début de la période	(102)	(83)
Émission d'actions autodétenues	-	(19)
Solde à la fin de la période	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	58 679	20 219
Participations ne donnant pas le contrôle		
Solde au début de la période	577	1 300
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	371	22
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts		
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(19)	(146)
Écart de conversion	(112)	(55)
Reclassement dans le résultat de la perte sur les couvertures de flux de trésorerie	23	16
Solde à la fin de la période	(108)	(185)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	263	(163)
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion	8 792	-
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company, Inc.	(331)	-
Distributions	(386)	(362)
Apports	453	28
Gain de dilution sur les parts de catégorie A émises par Enbridge Energy Partners, L.P.	870	-
Autres	13	(6)
Solde à la fin de la période	10 251	797
Total des capitaux propres	68 930	21 016
Dividendes payés par action ordinaire	1,193	1,060

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice	1 241	352	2 186	1 699
Ajustements pour rapprocher les bénéfices aux rentrées nettes liées aux activités :				
Amortissement	868	555	1 540	1 114
(Recouvrement) charge d'impôts reportés	255	(26)	416	348
Variations (du gain) de la perte non réalisée sur les instruments dérivés, montant net (note 11)	(480)	77	(898)	(765)
Quote-part du bénéfice des satellites	(236)	(134)	(472)	(364)
Distributions sur les participations dans des satellites	299	177	513	367
Perte de valeur	-	187	-	187
Gain sur cession	(69)	-	(83)	-
Inefficacité des couvertures (note 11)	-	5	1	31
Provision pour réévaluation des stocks	9	10	16	178
(Gain) perte de change non réalisée sur les opérations intersociétés	8	(5)	14	55
Autres	(81)	85	17	172
Variation des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements	(99)	23	(95)	14
Variation de l'actif et du passif d'exploitation	318	64	555	195
<b>Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>2 033</b>	<b>1 370</b>	<b>3 710</b>	<b>3 231</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(2 280)	(1 314)	(3 922)	(2 959)
Financement de coentreprises	5	5	(34)	(5)
Placements à long terme	(249)	(114)	(2 760)	(247)
Distributions sur les participations dans des satellites supérieures aux bénéficiaires cumulatifs	28	-	39	-
Placements à long terme soumis à restrictions	(18)	(16)	(33)	(28)
Acquisition d'actifs incorporels	(230)	(29)	(463)	(56)
Acquisition (note 5)	-	(485)	-	(539)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion (note 5)	-	-	614	-
Produits de cessions	153	-	442	-
Remboursement des dépenses en immobilisations	212	-	212	-
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	(5)	(117)	(7)	(115)
Variations de la trésorerie soumise à restrictions	16	(10)	21	17
<b>Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(2 368)</b>	<b>(2 080)</b>	<b>(5 891)</b>	<b>(3 932)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette bancaire et des emprunts à court terme	443	(103)	703	140
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(82)	758	2 203	(406)
Émission de débentures et de billets à moyen terme, déduction faite des frais d'émission	3 175	-	3 175	-
Remboursements sur les débentures et les billets à moyen terme	(2 612)	(423)	(3 112)	(423)
Achat d'une participation dans une filiale consolidée	(227)	-	(227)	-
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	238	12	453	28
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(195)	(178)	(386)	(362)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	589	563	600	567
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(63)	(53)	(117)	(95)
Émission d'actions ordinaires	5	6	9	2 233
Dividendes sur les actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Dividendes sur les actions ordinaires	(659)	(281)	(1 013)	(557)
<b>Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement</b>	<b>531</b>	<b>230</b>	<b>2 124</b>	<b>981</b>
<b>Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises</b>	<b>(23)</b>	<b>2</b>	<b>(32)</b>	<b>(38)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>173</b>	<b>(478)</b>	<b>(89)</b>	<b>242</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>1 855</b>	<b>1 735</b>	<b>2 117</b>	<b>1 015</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>2 028</b>	<b>1 257</b>	<b>2 028</b>	<b>1 257</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.



# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	30 juin 2017	31 décembre 2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 028	2 117
Trésorerie soumise à restrictions	100	68
Comptes débiteurs et autres créances	5 734	4 978
Montants à recevoir de sociétés affiliées	36	14
Stocks	1 249	1 233
	<b>9 147</b>	<b>8 410</b>
Immobilisations corporelles, montant net	99 462	64 284
Placements à long terme	14 321	6 836
Placements à long terme soumis à restrictions	237	90
Montants reportés et autres actifs	6 098	3 113
Actifs incorporels, montant net	4 061	1 573
Écart d'acquisition	34 581	78
Impôts reportés	1 129	1 170
Actifs détenus en vue de la vente	-	278
<b>Total des actifs</b>	<b>169 036</b>	<b>85 832</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Dette bancaire	1 002	623
Emprunts à court terme	975	351
Comptes créditeurs et autres dettes	7 539	7 295
Montants à payer à des sociétés affiliées	131	122
Intérêts à payer	593	333
Passifs environnementaux	43	142
Tranche à court terme de la dette à long terme	2 607	4 100
	<b>12 890</b>	<b>12 966</b>
Dette à long terme	62 081	36 494
Autres passifs à long terme	6 939	4 981
Impôts reportés	14 484	6 036
	<b>96 394</b>	<b>60 477</b>
Éventualités (note 15)		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	3 712	3 392
Capitaux propres		
Capital-actions		
Actions privilégiées	7 255	7 255
Actions ordinaires (1 645 et 943 actions en circulation au 30 juin 2017 et au 31 décembre 2016, respectivement)	48 504	10 492
Surplus d'apport	3 079	3 399
Déficit	(465)	(716)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 9)	408	1 058
Participation croisée	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	58 679	21 386
Participations ne donnant pas le contrôle	10 251	577
	<b>68 930</b>	<b>21 963</b>
<b>Total des passifs et capitaux propres</b>	<b>169 036</b>	<b>85 832</b>

Entités à détenteurs de droits variables (note 6)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

# NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

(non audités)

## 1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints d'Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et le règlement S-X pour l'information financière consolidée intermédiaire. Ils ne comprennent pas toute l'information ni toutes les notes exigées conformément aux PCGR des États-Unis à l'égard d'états financiers consolidés annuels et il faut donc les lire en parallèle avec les états financiers consolidés audités de la société et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires renferment tous les ajustements, c'est-à-dire simplement les ajustements récurrents habituels nécessaires en vue de la présentation équitable de la situation financière de la société ainsi que des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie pour les périodes intermédiaires visées. Les présents états financiers consolidés intermédiaires respectent les mêmes grandes conventions comptables que celles incluses dans les états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, sauf en raison de l'adoption de nouvelles normes (note 2). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens.

Les activités et résultats de la société pour les périodes intermédiaires peuvent être soumis aux fluctuations saisonnières à l'intérieur de l'entreprise de distribution de gaz, ainsi qu'à d'autres facteurs comme l'offre et la demande de pétrole brut ou de gaz naturel et ne laissent pas nécessairement présager les résultats annuels.

## 2. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

### ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

#### Simplification de la dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et a appliqué cette norme prospectivement. Conformément à cette nouvelle directive, la dépréciation de l'écart d'acquisition sera désormais évaluée au moyen de l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur; ce montant ne devrait pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### Clarification de la définition d'une entreprise dans le cadre d'une acquisition

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'ASU 2017-01 selon une méthode prospective. Cette nouvelle norme a pour objet de fournir des directives pour aider les entités à évaluer si les opérations doivent être comptabilisées comme des acquisitions (ou des cessions) d'actifs et d'entreprises. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'ASU 2016-16 selon une méthode rétrospective modifiée. La nouvelle norme ASU a été publiée en vue d'améliorer la comptabilisation des conséquences fiscales des transferts entre entités d'actifs autres que des stocks. Selon les nouvelles indications, une entité devrait constater les conséquences fiscales d'un transfert entre entités d'un actif autre que des stocks lorsque le transfert a lieu. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

### **Amélioration de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions aux employés**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté l'ASU 2016-09 et elle a appliqué certaines modifications selon une méthode rétrospective modifiée, le reste des modifications ayant été appliquées sur une base prospective. La nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements en actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou passifs et le classement aux états des flux de trésorerie. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

### **Simplification de l'analyse des instruments dérivés intégrés pour les titres de créance**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la société a adopté rétrospectivement l'ASU 2016-06 selon une méthode modifiée. Cette nouvelle directive simplifie l'analyse des dérivés intégrés pour les titres de créances assortis d'options d'achat ou de vente. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

## **FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES**

### **Clarification des directives sur la comptabilisation des modifications au traitement comptable de la rémunération à base d'actions**

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 dans le but de préciser le champ d'application de la comptabilisation de modifications et de déterminer si elle est nécessaire dans le cas d'une modification des modalités d'une attribution de rémunération à base d'actions. Conformément à cette nouvelle directive, la comptabilisation de toutes les modifications des attributions de rémunération à base d'actions est requise, à moins que les conditions suivantes soient respectées : 1) il n'y a aucun changement à la juste valeur d'une attribution, 2) les conditions d'acquisition n'ont pas changé et 3) le classement de l'attribution en tant qu'instrument de capitaux propres ou que titre de créance n'a pas changé. Cette mise à jour s'applique de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2017. L'adoption de l'ASU 2017-09 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

### **Modification de la période d'amortissement pour certains titres de créance à prime remboursables par anticipation**

L'ASU 2017-08 a été publiée en mars 2017 dans le but de réduire la période d'amortissement à la première date de rachat pour certains titres de créance à prime. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être mise en application selon une méthode rétrospective modifiée.

### **Amélioration de la présentation des coûts nets des prestations liés aux régimes à prestations déterminées pour une période donnée**

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 essentiellement pour améliorer la présentation à l'état des résultats des composantes des charges de retraite périodiques nettes et des charges périodiques nettes au titre des avantages postérieurs à l'emploi pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2017 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective aux fins de la présentation à l'état des résultats et selon une méthode prospective aux fins de la composante capitalisée. Exception faite de la présentation révisée à l'état des résultats, l'adoption de l'ASU 2017-07 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

### **Clarification des directives sur la décomptabilisation et les ventes partielles d'actifs non financiers**

L'ASU 2017-05 a été publiée en février 2017 afin de préciser le champ d'application des directives sur la décomptabilisation des actifs et de la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'ASU précise les dispositions concernant les actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chaque actif distinct et modifie la directive sur la décomptabilisation d'un actif non financier particulier dans le cadre d'opérations de vente partielle. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2017 et doit être mise en application selon une méthode rétrospective ou une méthode rétrospective modifiée.

### **Comptabilisation des pertes de crédit**

L'ASU 2016-13, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable à la date de chaque bilan. Le traitement comptable actuel fait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reporte leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La modification prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues, qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilise une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduira par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2019 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

### **Comptabilisation des contrats de location**

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 en vue d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations. Elle exige que les locataires aux termes de contrats de location-exploitation comptabilisent les actifs et passifs locatifs à l'état de la situation financière et qu'ils révèlent des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. Par ailleurs, cette mise à jour remplace la définition actuelle de contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation d'un actif. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

### **Produits découlant de contrats conclus avec des clients**

L'ASU 2014-09 a été publiée en 2014 dans le but de rehausser considérablement l'uniformité et la comparabilité des pratiques de constatation des produits entre les entités et les secteurs. La nouvelle norme précise un modèle unique en cinq étapes fondé sur certains principes à appliquer pour tous les contrats conclus avec des clients et présente de nouvelles exigences de divulgation accrues. La nouvelle norme entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Elle peut être appliquée selon une méthode entièrement rétrospective, avec retraitement des chiffres des périodes précédentes présentées, ou selon une méthode rétrospective modifiée, dont l'incidence cumulative est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non répartis d'ouverture de la période d'adoption. La société a décidé de façon provisoire d'adopter la nouvelle norme selon une méthode rétrospective modifiée.

La société a examiné un échantillon de contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur ses pratiques de constatation de produits. Selon cet examen initial, l'application de la norme par la société pourrait donner lieu à un changement de la présentation du secteur Distribution de gaz en ce qui a trait aux paiements versés aux clients selon le mécanisme de partage des bénéfices. Actuellement ces paiements figurent dans les charges à l'état consolidé des résultats. Selon la nouvelle norme, ces paiements seraient présentés en réduction des produits. De plus, l'estimation des contreparties variables, qui sera nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Gazoducs et traitement et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction pour certains contrats productifs du secteur Oléoducs, pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats. La société n'a pas encore achevé son évaluation, mais selon son avis préliminaire, elle ne s'attend pas à ce que ces changements aient une incidence importante sur ses produits ou son résultat. La société élabore actuellement des processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme.

### 3. INFORMATIONS SECTORIELLES

<b>Trimestre clos le 30 juin 2017</b> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits	2 243	1 954	1 022	140	5 855	(98)	11 116
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(5)	(703)	(452)	2	(5 862)	102	(6 918)
Exploitation et administration	(684)	(553)	(241)	(41)	(11)	(116)	(1 646)
Amortissement	(385)	(250)	(157)	(50)	(1)	(25)	(868)
	1 169	448	172	51	(19)	(137)	1 684
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	108	155	(23)	-	-	(4)	236
Autres produits (charges)	(5)	79	4	-	1	100	179
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	1 272	682	153	51	(18)	(41)	2 099
Charge d'intérêts							(565)
Charge d'impôts							(293)
Bénéfice							1 241
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	540	1 374	309	115	1	9	2 348

<b>Trimestre clos le 30 juin 2016</b> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits	1 743	615	613	122	4 933	(87)	7 939
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(3)	(463)	(293)	2	(4 917)	87	(5 587)
Exploitation et administration	(663)	(127)	(144)	(37)	(19)	(13)	(1 003)
Amortissement	(336)	(75)	(84)	(47)	(1)	(12)	(555)
	741	(50)	92	40	(4)	(25)	794
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	(83)	64	(16)	(1)	(1)	-	(37)
Autres produits (charges)	(15)	5	7	2	(2)	(23)	(26)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	643	19	83	41	(7)	(48)	731
Charge d'intérêts							(369)
Charge d'impôts							(10)
Bénéfice							352
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	1 070	81	144	10	-	10	1 315

<b>Semestre clos le 30 juin 2017</b> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits	4 398	3 189	2 606	277	11 988	(196)	22 262
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(8)	(1 350)	(1 498)	3	(11 830)	200	(14 483)
Exploitation et administration	(1 444)	(807)	(430)	(81)	(23)	(412)	(3 197)
Amortissement	(741)	(386)	(269)	(101)	(1)	(42)	(1 540)
	2 205	646	409	98	134	(450)	3 042
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	194	265	13	2	2	(4)	472
Autres produits (charges)	(3)	110	6	1	2	98	214
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	2 396	1 021	428	101	138	(356)	3 728
Charge d'intérêts							(1 051)
Charge d'impôts							(491)
Bénéfice							2 186
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	1 194	2 029	492	229	1	68	4 013

Semestre clos le 30 juin 2016	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits	4 356	1 267	1 779	256	9 244	(168)	16 734
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(5)	(946)	(1 059)	3	(9 213)	168	(11 052)
Exploitation et administration	(1 446)	(246)	(278)	(77)	(34)	(19)	(2 100)
Amortissement	(682)	(149)	(164)	(95)	(1)	(23)	(1 114)
	2 223	(74)	278	87	(4)	(42)	2 468
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	30	134	27	1	(3)	-	189
Autres produits (charges)	2	20	17	2	(6)	215	250
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	2 255	80	322	90	(13)	173	2 907
Charge d'intérêts							(781)
Charge d'impôts							(427)
Bénéfice							1 699
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	2 402	133	392	17	-	16	2 960

<sup>1</sup> Comprendent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

## TOTAL DE L'ACTIF

	30 juin 2017 <sup>1</sup>	31 décembre 2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Oléoducs	56 760	52 043
Gazoducs et traitement	47 256	11 182
Distribution de gaz	19 063	10 204
Énergie verte et transport	6 035	5 571
Services énergétiques	1 667	1 951
Éliminations et divers	3 750	4 881
	<b>134 531</b>	<b>85 832</b>

<sup>1</sup> À l'exclusion de l'affectation d'un écart d'acquisition de 34,5 G\$ dans le cadre de l'opération de fusion (note 5).

## 4. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

### RÉSULTAT DE BASE

Le résultat par action ordinaire correspond au résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit de 13 millions d'actions (13 millions d'actions en 2016), soit la participation moyenne pondérée de la société dans son propre capital-actions ordinaire, réduction découlant de sa participation croisée dans Noverco Inc.

### RÉSULTAT DILUÉ

L'effet de dilution des options d'achat d'actions est déterminé à l'aide de la méthode du rachat d'actions. Cette méthode suppose que tout produit de l'exercice d'options sur actions est utilisé pour racheter des actions ordinaires au cours moyen de la période.

Voici les nombres moyens pondérés d'actions ordinaires en circulation utilisés pour le calcul du résultat de base et du résultat dilué par action ordinaire :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>				
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	<b>1 628</b>	917	<b>1 404</b>	897
Effet dilutif des options	<b>8</b>	8	<b>9</b>	7
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	<b>1 636</b>	925	<b>1 413</b>	904

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, 13 416 763 et 13 480 978 options sur actions à effet antidilutif (7 802 601 et 13 976 687 en 2016) au prix d'exercice moyen pondéré de 57,98 \$ et 57,84 \$ (55,77 \$ et 51,34 \$ en 2016) ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

## 5. ACQUISITION ET CESSIONS

### ACQUISITION

#### Spectra Energy Corp

Le 27 février 2017, Enbridge et Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») se sont regroupées dans une opération de fusion à contrepartie en actions (l'« opération de fusion ») pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Aux termes des conditions de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action d'Enbridge par action ordinaire de Spectra Energy, conférant à Enbridge la propriété entière de Spectra Energy.

La contrepartie offerte pour la réalisation de l'opération de fusion consistait en 691 millions d'actions ordinaires d'Enbridge à 41,34 \$ US l'action en fonction du cours de clôture le 24 février 2017 à la Bourse de New York, pour une valeur totale de 37 429 M\$ d'actions ordinaires émises aux actionnaires de Spectra Energy, plus environ 3 M\$ au comptant en remplacement des fractions d'actions et 3,5 millions d'options d'achat d'actions ayant une juste valeur de 77 M\$, qui ont été échangées contre les attributions de rémunération à base d'actions en circulation de Spectra Energy.

Spectra Energy, par l'entremise de ses filiales et de ses participations, détient et exploite un portefeuille vaste et diversifié d'actifs énergétiques complémentaires liés au gaz naturel; elle est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures de gaz naturel en Amérique du Nord. Spectra Energy détient et exploite également un réseau pipelinier de pétrole brut qui relie les producteurs canadiens et américains aux raffineries des régions des montagnes Rocheuses et du Midwest aux États-Unis. La société issue du regroupement réunit deux plateformes très complémentaires qui, ensemble, formeront la plus importante société d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord; elle rehaussera sensiblement les options des clients et permettra ainsi à la société de tirer parti des occasions de croissance à long terme et de consolider son bilan.

L'opération de fusion a été comptabilisée comme regroupement d'entreprises suivant la méthode de l'acquisition prescrite par l'ASC 805 *Regroupement d'entreprises*. Les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition.

La ventilation du prix d'achat a été préparée provisoirement et est susceptible de changement selon l'information supplémentaire qui devient disponible concernant la juste valeur et la base fiscale des actifs acquis. L'affectation d'un écart d'acquisition aux unités d'exploitation est en cours à la date de production des états financiers consolidés de la société. Tout ajustement à la ventilation du prix d'achat sera apporté dès que possible, mais en aucun cas plus tard qu'un an après la date d'acquisition.



Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de Spectra Energy :

27 février	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actif à court terme a)	2 365
Immobilisations corporelles, montant net b)	34 680
Placements à long terme soumis à restrictions	144
Placements à long terme c)	5 000
Montants reportés et autres actifs d)	2 920
Actifs incorporels e)	2 118
Passif à court terme	(3 434)
Dette à long terme d)	(21 925)
Autres passifs à long terme	(1 983)
Impôts reportés	(8 331)
Participations ne donnant pas le contrôle f)	(8 792)
	2 762
Écart d'acquisition g)	34 747
	37 509
Prix d'achat :	
Actions ordinaires	37 429
Trésorerie	3
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée comptabilisée dans le surplus d'apport	77
	37 509

- a) Les comptes débiteurs sont composés principalement des créances clients et du solde du déséquilibre concernant le gaz naturel. Ainsi, la juste valeur des comptes débiteurs correspond environ à la valeur comptable nette de 1 174 M\$. Le montant brut dû de 1 190 M\$, dont 16 M\$ ne devraient pas être perçus, est compris dans l'actif à court terme.
- b) La société a appliqué les méthodologies d'évaluation décrites dans l'ASC 820, *Évaluation de la juste valeur et informations à fournir*, pour évaluer les immobilisations corporelles achetées. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs réglementés de Spectra Energy a été établie, au moyen du point de vue d'un participant au marché, soit à leur valeur comptable. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs non réglementés a été déterminée principalement à l'aide de variantes de l'approche bénéfiques, qui est fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs après impôts attribuables à chaque actif à tarifs non réglementés. Certaines des hypothèses les plus importantes inhérentes à la détermination des valeurs, du point de vue d'un participant au marché, sont notamment le montant et le moment des flux de trésorerie futurs prévisionnels (y compris les produits et la rentabilité), le taux d'escompte choisi pour évaluer les risques inhérents aux flux de trésorerie futurs, l'évaluation du cycle de vie de l'actif, les tendances concurrentielles touchant l'actif et le roulement de la clientèle.
- c) Les investissements à long terme représentent la participation de 50 % de Spectra Energy dans DCP Midstream, L.L.C. (« DCP Midstream »), Gulfstream Natural Gas System, L.L.C., NEXUS Gas System Transmission L.L.C., Steckman Ridge LP, Islander East Pipeline Company, L.L.C., et Southeast Supply Header L.L.C., et de 10 % dans PennEast Pipeline Company, LLC (« PennEast »). La juste valeur de ces investissements a été déterminée au moyen d'une approche bénéfiques.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuels offerts par le gouvernement du Canada et par le Trésor américain sur les

obligations correspondantes de même qu'en fonction d'un écart de crédit implicite fondé sur les conditions actuelles du marché. L'ajustement de la juste valeur de la dette à long terme liée aux entités à tarifs réglementés d'un montant de 629 M\$ entraîne également une compensation réglementaire au poste « Montants reportés et autres actifs ».

- e) Les actifs incorporels sont les relations avec les clients dans les activités non réglementées, représentant la relation sous-jacente née des ententes à long terme avec les clients capitalisées à l'acquisition, qui sont déterminées au moyen de l'approche bénéfiques. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue.
- f) La juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle de Spectra Energy englobe approximativement 78,4 millions de parts ordinaires de Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») en circulation évaluées au cours de clôture le 24 février 2017 de 44,88 \$ US la part ordinaire à la Bourse de New York, les parts détenues par des tiers dans Maritimes and Northeast Pipeline, Sabal Trail Transmission, L.L.C. et Algonquin Gas Transmission, L.L.C., évaluées en fonction des actifs nets sous-jacents de chaque unité d'exploitation ainsi que les actions privilégiées détenues par des tiers dans Union Gas Limited (« Union Gas ») et Westcoast Energy Inc.
- g) La société a comptabilisé un écart d'acquisition de 34,7 G\$, écart d'acquisition qui est principalement lié aux synergies que l'on prévoit réaliser grâce à l'opération. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé n'est pas déductible d'impôt. Ont notamment contribué à l'écart d'acquisition la possibilité d'accroître le secteur des gazoducs d'Enbridge, le potentiel de synergies d'optimisation des coûts et de la chaîne d'approvisionnement, la combinaison actuelle d'actifs et de main-d'œuvre qui ne peut pas être reproduite au même coût par un nouvel arrivant, les droits de franchise et les autres éléments incorporels impossibles à distinguer parce qu'ils sont inextricablement liés à la prestation d'un service public réglementé ainsi que l'échelle et la diversité géographique rehaussées qui procurent davantage de possibilités et de plateformes de croissance future.

Les dépenses liées à l'acquisition s'établissent jusqu'à maintenant à approximativement 229 M\$. Les coûts engagés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 aux montants de 26 M\$ et de 178 M\$ (51 M\$ pour le semestre clos le 31 décembre 2016) sont inscrits au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.

Pour le semestre qui sera clos le 31 décembre 2017 et pour les exercices qui seront clos les 31 décembre 2018 à 2021, la société a des engagements minimaux de paiements futurs de location-exploitation aux montants de 25 M\$, 49 M\$, 49 M\$, 44 M\$ et 40 M\$ respectivement et de 196 M\$ par la suite, en raison de l'opération de fusion.

À la réalisation de l'opération de fusion, la société a commencé à consolider Spectra Energy. De la date de clôture au 30 juin 2017, Spectra Energy a généré des produits d'environ 2 398 M\$ et des bénéfices d'environ 327 M\$.

L'information financière consolidée pro forma complémentaire de la société relative aux trimestre et semestres clos les 30 juin 2017 et 2016 comprend les résultats d'exploitation de Spectra Energy comme si l'opération de fusion avait été réalisée le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Produits	11 116	9 387	23 553	20 049
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. <sup>1</sup>	938	511	1 929	2 067

<sup>1</sup> Des coûts liés à l'opération de fusion de 26 M\$ et de 178 M\$ (19 M\$ et 130 M\$ après impôts) ont été exclus des résultats pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017.

## CESSIONS

### Projet Sandpiper

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2017, la société a vendu des tuyaux inutilisés liés au projet Sandpiper pour un produit au comptant d'environ 130 M\$ (97 M\$ US). Un gain sur la cession de 69 M\$ (52 M\$ US) a été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats. Ces actifs faisaient partie du secteur Oléoducs de la société.

### Pipeline Ozark

Le 1<sup>er</sup> mars 2017, la société a conclu une entente en vue de vendre les actifs du pipeline Ozark à une filiale de MPLX LP pour un produit au comptant d'environ 294 M\$ (219 M\$ US), y compris le remboursement des coûts. Un gain sur la cession de 14 M\$ (10 M\$ US) a été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats. Ces actifs faisaient partie du secteur Oléoducs de la société.

## 6. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

### ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES CONSOLIDÉES

#### Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C.

Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C. (« DakTex ») est détenue à 75 % par une filiale en propriété exclusive de la société et à 25 % par Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), par l'intermédiaire de laquelle la société a une participation effective de 27,6 % dans le satellite, le réseau pipelinier Bakken (note 7). EEP est le principal bénéficiaire parce qu'elle a le pouvoir de diriger les activités de DakTex qui influent le plus sur son rendement économique. La société consolide EEP et, de ce fait, consolide également DakTex.

Dans le cadre de l'acquisition de Spectra Energy (note 5), la société a acquis des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») consolidées et non consolidées.

### ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ACQUISES CONSOLIDÉES

#### Spectra Energy Partners, LP

La société a acquis une participation de 75 % dans SEP dans le cadre de l'opération de fusion. SEP est une société en commandite spécialisée en infrastructures de gaz naturel et de pétrole brut, et elle est considérée comme une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. La société est le principal bénéficiaire, car elle a le pouvoir de diriger les activités de SEP qui influent le plus sur son rendement économique.

#### Valley Crossing Pipeline, LLC

Valley Crossing Pipeline, LLC (« Valley Crossing »), filiale en propriété exclusive de la société, construit un gazoduc pour le transport de gaz naturel dans l'État du Texas. Valley Crossing est considérée comme une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. La société est le principal bénéficiaire, car elle a le pouvoir de diriger les activités de Valley Crossing qui influent le plus sur son rendement économique.

### Autres sociétés en commandite

Puisqu'elles ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels, presque toutes les autres sociétés en commandite détenues en totalité ou en majorité par Enbridge et (ou) ses filiales, acquises au moyen de l'opération de fusion, sont considérées comme des EDDV. Puisque ces entités sont détenues en totalité ou en majorité et dirigées par Enbridge et qu'aucune tierce partie n'a la capacité de diriger l'une ou l'autre des activités importantes, la société est considérée comme le principal bénéficiaire.

Le tableau qui suit comprend les actifs qui serviront au règlement des passifs des EDDV consolidées d'Enbridge et des passifs des EDDV consolidées d'Enbridge pour lesquelles les créanciers n'ont aucun recours contre le crédit général de la société en tant que principal bénéficiaire. Ces actifs et ces passifs sont inclus aux états consolidés de la situation financière.

30 juin	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
<b>Actif</b>	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	448
Comptes débiteurs et autres créances	1 217
Stocks	190
	1 855
Immobilisations corporelles, montant net	30 794
Placements à long terme	3 629
Placements à long terme soumis à restrictions	76
Montants reportés et autres actifs	1 219
Actifs incorporels, montant net	104
	37 677
<b>Passif</b>	
Emprunts à court terme	300
Comptes créditeurs et autres dettes	1 707
Intérêts à payer	140
Partie à court terme de la dette à long terme	897
	3 044
Dette à long terme	12 930
Autres passifs à long terme	1 405
Impôts reportés	692
	18 071
Actifs nets avant les participations ne donnant pas le contrôle	19 606

### ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ACQUISES NON CONSOLIDÉES

Les EDDV non consolidées suivantes sont comptabilisées au poste « Placements à long terme » dans le tableau ci-dessus.

#### Nexus Gas Transmission, LLC

SEP est propriétaire d'une participation de 50 % dans Nexus Gas Transmission, LLC (« Nexus »), coentreprise qui construit un gazoduc allant de l'Ohio au Michigan et se poursuivant jusqu'en Ontario, au Canada. Nexus est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. La société n'est pas le principal bénéficiaire, car le pouvoir de diriger les activités de Nexus qui influent le plus sur son rendement économique est partagé.

### **PennEast Pipeline Company, LLC**

SEP était propriétaire d'une participation de 10 % dans PennEast qui a été majorée à 20 % en juin 2017. PennEast construit un gazoduc allant du nord-est de la Pennsylvanie au New Jersey. PennEast est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. La société n'est pas le principal bénéficiaire, car elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités de PennEast qui influent le plus sur son rendement économique.

La valeur comptable de la participation de la société et son risque maximal de perte dans les EDDV non consolidées importantes sont présentés ci-après :

	Valeur comptable des participations dans des EDDV	Exposition maximale d'Enbridge à des pertes
<b>30 juin 2017</b>		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Nexus Gas Transmission, LLC	<b>662</b>	<b>1 342</b>
PennEast Pipeline Company, LLC	<b>56</b>	<b>355</b>
	<b>718</b>	<b>1 697</b>

## **7. PLACEMENTS À LONG TERME**

### **RÉSEAU PIPELINIER BAKKEN**

Le 15 février 2017, EEP a acquis une participation effective de 27,6 % dans les pipelines Dakota Access et Energy Transfer (collectivement, le « réseau pipeline Bakken ») pour un prix d'achat de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US). Le réseau pipeline Bakken a été mis en service le 1<sup>er</sup> juin 2017. Il relie la formation de Bakken, dans le Dakota du Nord, aux marchés de l'est de la Petroleum Administration for Defense Districts et de la côte américaine du golfe du Mexique et permet aux clients d'accéder aux grands marchés à des prix concurrentiels. Pour de plus amples renseignements concernant l'entente de financement de la société, consulter la note 10.

La société comptabilise sa participation dans le réseau pipeline Bakken selon la méthode de la mise en équivalence. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la société a comptabilisé une quote-part du bénéfice des satellites de 8 M\$ pour ce placement, déduction faite de l'amortissement de l'écart de base du prix d'achat.

La participation de la société comprend l'excédent non amorti du prix d'achat sur la valeur comptable nette sous-jacente, soit l'écart de base, des actifs des entités détenues à la date d'achat, qui est constitué d'un écart d'acquisition de 19 M\$ et d'actifs amortissables de 1 210 M\$ dans le secteur Oléoducs. La société a amorti 4 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, montant qui a été comptabilisé en réduction de la quote-part du bénéfice des satellites.

### **PROJET ÉOLIEN EXTRACÔTIER HOHE SEE**

Le 8 février 2017, Enbridge a acquis une participation effective de 50 % dans EnBW Hohe See GmbH & Co. KG (« Hohe See »), société allemande de développement éolien extracôtier. Hohe See appartient en copropriété à Enbridge et à Energie Baden-Württemberg AG, importante société d'électricité allemande. La construction du parc éolien a débuté en mars 2017 et ce dernier devrait être entièrement opérationnel à la fin de 2019. La valeur comptable du placement s'établit à 462 M\$ (312 M€); elle est comprise dans le secteur Énergie verte et transport et représente la part des coûts engagés par Enbridge jusqu'à maintenant.

## 8. DETTE

### FACILITÉS DE CRÉDIT

	Dates d'échéance	30 juin 2017		
		Total des facilités	Prélèvements <sup>1</sup>	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2018-2022	6 826	5 686	1 140
Enbridge (U.S.) Inc.	2018-2019	3 805	2 216	1 589
Enbridge Energy Partners, L.P.	2019-2020	3 409	1 994	1 415
Enbridge Gas Distribution Inc.	2018	1 017	684	333
Enbridge Income Fund	2019	1 500	771	729
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2018	26	-	26
Pipelines Enbridge Inc.	2018	3 000	1 105	1 895
Enbridge Southern Lights LP	2018	5	-	5
Spectra Energy Capital, LLC <sup>2</sup>	2021	1 299	-	1 299
Spectra Energy Partners <sup>2</sup>	2021	3 247	1 721	1 526
Westcoast Energy Inc. <sup>2</sup>	2021	400	-	400
Union Gas Limited <sup>2</sup>	2021	700	300	400
<b>Total des facilités de crédit engagées</b>		<b>25 234</b>	<b>14 477</b>	<b>10 757</b>

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Ces facilités ont été acquises le 27 février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion (note 5).

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a réalisé les placements de titres de créance à terme suivants :

- Des billets à moyen terme non garantis totalisant 1,2 G\$, ayant des dates d'échéance allant de 2022 à 2044 et portant intérêt à des taux allant de 3,2 % à 4,6 %.
- Des billets à taux variable non garantis totalisant 750 M\$ qui arrivent à échéance en 2019 et portent intérêt à un taux correspondant au taux des acceptations bancaires sur trois mois plus 59 points de base.
- Des billets à taux variable non garantis totalisant 500 M\$ US qui arrivent à échéance en 2020 et portent intérêt à un taux correspondant au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») de trois mois plus 70 points de base.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, SEP a émis des billets à taux variable non garantis totalisant 400 M\$ US qui arrivent à échéance en 2020 et portent intérêt à un taux correspondant au TIOL de trois mois plus 70 points de base.

Au cours du premier trimestre de 2017, la société a établi une facilité de crédit à terme de cinq ans au montant de 239 M\$ (20 000 M¥) avec un consortium de banques japonaises.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, la société détenait aussi des facilités de crédit à vue non engagées de 556 M\$ (335 M\$ au 31 décembre 2016), sur lesquelles un montant de 148 M\$ (177 M\$ au 31 décembre 2016) était inutilisé au 30 juin 2017.

Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie, et la société peut prolonger l'échéance des facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2018 et 2022.

Au 30 juin 2017, des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit de 13 377 M\$ (7 344 M\$ au 31 décembre 2016), déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui viennent à échéance au plus dans un an, sont appuyés par les montants

disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

## ÉCHÉANCES ANNUELLES ET OBLIGATIONS EN MATIÈRE D'INTÉRÊT<sup>1</sup>

	2017 <sup>2</sup>	2018	2019	2020	2021	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Échéances annuelles <sup>3</sup>	1 138	3 227	4 790	5 191	2 787	34 510
Obligations en matière d'intérêt <sup>4</sup>	1 238	2 336	2 127	1 905	1 726	19 412

<sup>1</sup> Ce tableau exclut les émissions de titres de créance et les offres publiques d'achat ayant eu lieu après le 30 juin 2017 (note 16).

<sup>2</sup> Pour le semestre qui sera clos le 31 décembre 2017.

<sup>3</sup> Comprennent les échéances des débetures, des billets à terme et des facilités de crédit non renouvelables de la société.

<sup>4</sup> Comprennent les débetures et les billets à terme de la société qui portent intérêt à des taux fixes et variables.

Par suite de l'opération de fusion, la dette de la société a augmenté de 22 978 M\$ à la date d'acquisition. Par conséquent, les montants de remboursement annuels de la dette ont aussi augmenté et sont reflétés dans le tableau qui précède.

La société peut 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.

### CLAUSES RESTRICTIVES

La société se conformait à toutes les conditions de ses conventions de facilité de crédit engagée et de dette à terme au 30 juin 2017.

## 9. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les changements dans le cumul des autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. pour les semestres clos les 30 juin 2017 et 2016 s'établissent comme suit :

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortissement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2017	(746)	(629)	2 700	37	(304)	1 058
Autres éléments du résultat global conservé dans le cumul des autres éléments du résultat global	(44)	222	(899)	3	-	(718)
Autres éléments du résultat global reclassé dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	71	-	-	-	-	71
Contrats sur marchandises <sup>2</sup>	(4)	-	-	-	-	(4)
Contrats de change <sup>3</sup>	2	-	-	-	-	2
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés <sup>5</sup>	-	-	-	-	10	10
	25	222	(899)	3	10	(639)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	12	(2)	-	5	-	15
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(23)	-	-	-	(3)	(26)
	(11)	(2)	-	5	(3)	(11)
Solde au 30 juin 2017	(732)	(409)	1 801	45	(297)	408

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortissement au titre des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	(688)	(795)	3 365	37	(287)	1 632
Autres éléments du résultat global conservé dans le cumul des autres éléments du résultat global	(711)	384	(1 253)	(7)	-	(1 587)
Autres éléments du résultat global reclassé dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	52	-	-	-	-	52
Contrats sur marchandises <sup>2</sup>	(5)	-	-	-	-	(5)
Contrats de change <sup>3</sup>	1	-	-	-	-	1
Autres contrats <sup>4</sup>	(31)	-	-	-	-	(31)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés <sup>5</sup>	-	-	-	-	13	13
	(694)	384	(1 253)	(7)	13	(1 557)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	200	(13)	-	6	-	193
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(10)	-	-	-	(4)	(14)
	190	(13)	-	6	(4)	179
Solde au 30 juin 2016	(1 192)	(424)	2 112	36	(278)	254

1 Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

2 Montant comptabilisé au poste « Coûts des marchandises » aux états consolidés des résultats.

3 Montant comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

5 Ces composantes sont comprises dans le calcul des charges d'avantages sociaux périodiques et sont constatées au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

## 10. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

### STRATÉGIE VISANT LES ENTITÉS DÉTENUES À TITRE DE PROMOTEUR AUX ÉTATS-UNIS

Le 28 avril 2017, Enbridge a achevé l'examen stratégique d'EEP. Les mesures suivantes, conjointement avec les mesures annoncées en janvier 2017 et dévoilées dans les états financiers consolidés annuels 2016 de la société ont été prises. Par suite de ces mesures, la société a comptabilisé une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle de 496 M\$ comprenant l'écart de conversion et une diminution du surplus d'apport de 442 M\$, déduction faite des charges d'impôts reportés de 267 M\$.

### Acquisition des actifs de Midcoast et opération de fermeture de Midcoast Energy Partners, L.P.

Le 27 avril 2017, Enbridge a réalisé la fusion précédemment annoncée par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, par l'entremise de laquelle elle a transformé Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP ») en société à capital fermé en se portant acquéreur de la totalité des parts ordinaires de MEP détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

Le 28 juin 2017, Enbridge, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, a acquis la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast pour une contrepartie au comptant de 1,3 G\$ US majorée de l'encours de la dette de MEP d'un montant de 953 M\$ US.

Par suite des opérations qui précèdent, l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast est maintenant détenue à 100 % par Enbridge.



### **Mesures de restructuration stratégique d'EEP**

Le 27 avril 2017, EEP a racheté toutes ses parts privilégiées de série 1 détenues par Enbridge à leur valeur nominale de 1,2 G\$ US au moyen de l'émission de 64,3 millions de parts ordinaires de catégorie A en faveur d'Enbridge. De plus, Enbridge a renoncé irrévocablement à tous les droits liés à ses 66,1 millions de parts de catégorie D et ses 1 000 parts de distribution incitatives, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. Les porteurs des parts de catégorie F ont droit à (i) 13 % de toutes les distributions en excédent de 0,295 \$ US par part d'EEP, mais au plus à 0,35 \$ US par part d'EEP, et à (ii) 23 % de toutes les distributions en excédent de 0,35 \$ US par part d'EEP. La renonciation irrévocable est en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre de ces mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US la part à 0,35 \$ US par part. En outre, conjointement aux actions de restructuration, EEP a résilié une convention d'achat de comptes débiteurs avec une structure d'accueil détenue en propriété exclusive par Enbridge.

### **Conclusion d'une entente de financement conjoint du réseau pipelinier Bakken**

Le 27 avril 2017, Enbridge a conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipelinier Bakken, aux termes de laquelle Enbridge détient 75 % et EEP détient 25 % de la participation effective combinée de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken. Dans le cadre de cette entente, EEP dispose d'une option sur cinq ans lui permettant d'acquérir une participation supplémentaire de 20 %. À la conclusion de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes de son entente de crédit avec Enbridge sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financer l'achat initial.

### **PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE RACHETABLES**

#### **Placement secondaire d'Enbridge Income Fund Holdings Inc.**

Le 18 avril 2017, la société et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») ont réalisé le placement secondaire auprès du public de 17 347 750 actions ordinaires d'ENF au prix de 33,15 \$ l'action, pour un produit brut pour Enbridge d'environ 0,6 G\$ (le « placement secondaire »). Pour réaliser le placement secondaire, Enbridge a échangé 21 657 617 parts d'Enbridge Income Fund qu'elle détenait contre un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir sa participation de 19,9 % dans ENF, Enbridge a conservé 4 309 867 des actions ordinaires reçues en échange et a vendu le reste dans le cadre du placement secondaire. Enbridge a affecté le produit du placement secondaire au remboursement de sa dette à court terme, en attendant de réinvestir dans son portefeuille croissant de projets garantis. À la clôture du placement secondaire, la participation économique directe de la société dans ENF a été ramenée de 86,9 % à 84,6 %. Par suite du placement secondaire, la société a comptabilisé une diminution des participations ne donnant pas le contrôle rachetables de 87 M\$ et une augmentation du surplus d'apport de 87 M\$.

## **11. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **RISQUE DE MARCHÉ**

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours des actions de la société (collectivement, le « risque de marché ») ont une incidence sur le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société. Des politiques, des processus et des systèmes officiels ont été conçus en vue d'atténuer de tels risques.

Les types de risque de marché auxquels la société est exposée et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-après, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

#### **Risque de change**

La société génère des produits, engage des dépenses et détient un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

La société a mis en place une politique dans le cadre de laquelle elle dote d'une couverture un niveau de bénéfice minimum libellé en devises pour un horizon prévisionnel de cinq ans. La société a recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. La société a recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements nets et les filiales libellés en dollars américains ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres d'emprunt libellés en dollars américains.

### **Risque de taux d'intérêt**

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable, soit essentiellement ses billets de trésorerie. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps taux fixe-variable et à des options. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur sa charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 2,5 %.

Par suite de l'opération de fusion, la société est exposée aux variations de la juste valeur de ses emprunts à taux fixe découlant des variations des taux d'intérêt sur le marché. Pour se prémunir contre l'effet des variations futures de la juste valeur de sa dette à taux fixe, la société a recours à des swaps taux variable-fixe. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante les fluctuations de la juste valeur des emprunts à taux fixe à l'aide de swaps taux fixe-variable au taux de swap moyen de 2,1 %.

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres d'emprunt à taux fixes que la société émettra. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps sur taux d'intérêt différés. La société a mis en place un programme afin d'atténuer de façon importante son exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 3,8 %.

La société surveille aussi la proportion relative de ses emprunts à taux fixe et à taux variable pour garder la dette consolidée dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil, à savoir des emprunts à taux variable représentant au maximum 25 % du total de la dette en cours. Elle a recours essentiellement à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

### **Risque lié au prix des marchandises**

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de ses participations dans certains actifs et placements et à cause des activités de ses filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les liquides de gaz naturel (« LGN »). La société a recours à des instruments financiers dérivés pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. La société a essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

### **Risque lié au prix des quotas d'émission**

Le risque lié au prix des quotas d'émission est le risque de gain ou de perte causé par les fluctuations du prix du marché des quotas d'émission que l'entreprise de distribution de gaz de la société est tenue d'acheter pour elle-même et pour la plupart de ses clients afin de respecter ses obligations en matière de conformité relative aux gaz à effet de serre. Comme le cadre d'approvisionnement en gaz, le cadre de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») relatif à l'achat de quotas d'émission permet le recouvrement des fluctuations du prix des quotas d'émission dans les tarifs facturés aux consommateurs, sous réserve de l'approbation de la CÉO.

### **Risque de variation du cours des actions**

Le risque de variation du cours des actions est le risque de fluctuations du bénéfice découlant des modifications du cours des actions de la société. La société court un risque de variation du cours de ses

actions ordinaires par le truchement de l'émission de divers types de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur le bénéfice en raison de la réévaluation des parts en circulation pour chaque période. La société a recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération fondée sur les actions, les unités d'actions restreintes. Pour gérer le risque de variation du cours des actions, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

## TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Le tableau ci-après présente la valeur comptable des instruments dérivés de la société et les postes des états consolidés de la situation financière où ils sont comptabilisés.

La société a généralement pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. (« ISDA ») ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de ses contreparties sur dérivés. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduiraient donc l'exposition de la société au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés avec les contreparties dans ces situations particulières. Le tableau ci-après présente également le règlement maximal qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investissement net	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<b>30 juin 2017</b>							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
<b>Comptes débiteurs et autres créances</b>							
Contrats de change	5	3	-	61	69	(59)	10
Contrats de taux d'intérêt	1	-	4	-	5	(1)	4
Contrats sur marchandises	7	-	-	185	192	(50)	142
	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>246</b>	<b>266</b>	<b>(110)</b>	<b>156</b>
<b>Montants reportés et autres actifs</b>							
Contrats de change	2	2	-	116	120	(111)	9
Contrats de taux d'intérêt	2	-	19	-	21	(1)	20
Contrats sur marchandises	17	-	-	23	40	(24)	16
	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>139</b>	<b>181</b>	<b>(136)</b>	<b>45</b>
<b>Comptes créditeurs et autres dettes</b>							
Contrats de change	(5)	(228)	-	(551)	(784)	59	(725)
Contrats de taux d'intérêt	(315)	-	-	(133)	(448)	1	(447)
Contrats sur marchandises	-	-	-	(139)	(139)	50	(89)
Autres contrats	(1)	-	-	(6)	(7)	-	(7)
	<b>(321)</b>	<b>(228)</b>	<b>-</b>	<b>(829)</b>	<b>(1 378)</b>	<b>110</b>	<b>(1 268)</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>							
Contrats de change	-	(34)	-	(1 533)	(1 567)	111	(1 456)
Contrats de taux d'intérêt	(266)	-	(9)	(193)	(468)	1	(467)
Contrats sur marchandises	-	-	-	(164)	(164)	24	(140)
Autres contrats	(1)	-	-	(1)	(2)	-	(2)
	<b>(267)</b>	<b>(34)</b>	<b>(9)</b>	<b>(1 891)</b>	<b>(2 201)</b>	<b>136</b>	<b>(2 065)</b>
<b>Total des actifs (passifs) dérivés, montant net</b>							
Contrats de change	2	(257)	-	(1 907)	(2 162)	-	(2 162)
Contrats de taux d'intérêt	(578)	-	14	(326)	(890)	-	(890)
Contrats sur marchandises	24	-	-	(95)	(71)	-	(71)
Autres contrats	(2)	-	-	(7)	(9)	-	(9)
	<b>(554)</b>	<b>(257)</b>	<b>14</b>	<b>(2 335)</b>	<b>(3 132)</b>	<b>-</b>	<b>(3 132)</b>

31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<b>Comptes débiteurs et autres créances</b>						
Contrats de change	101	3	5	109	(103)	6
Contrats de taux d'intérêt	3	-	-	3	(3)	-
Contrats sur marchandises	9	-	232	241	(125)	116
	113	3	237	353	(231)	122
<b>Montants reportés et autres actifs</b>						
Contrats de change	1	3	69	73	(72)	1
Contrats de taux d'intérêt	8	-	-	8	(6)	2
Contrats sur marchandises	7	-	61	68	(22)	46
Autres contrats	1	-	1	2	-	2
	17	3	131	151	(100)	51
<b>Comptes créditeurs et autres dettes</b>						
Contrats de change	-	(268)	(727)	(995)	103	(892)
Contrats de taux d'intérêt	(452)	-	(131)	(583)	3	(580)
Contrats sur marchandises	-	-	(359)	(359)	125	(234)
Autres contrats	(1)	-	(3)	(4)	-	(4)
	(453)	(268)	(1 220)	(1 941)	231	(1 710)
<b>Autres passifs à long terme</b>						
Contrats de change	-	(68)	(1 961)	(2 029)	72	(1 957)
Contrats de taux d'intérêt	(268)	-	(205)	(473)	6	(467)
Contrats sur marchandises	-	-	(211)	(211)	22	(189)
	(268)	(68)	(2 377)	(2 713)	100	(2 613)
<b>Total des actifs (passifs) dérivés, montant net</b>						
Contrats de change	102	(330)	(2 614)	(2 842)	-	(2 842)
Contrats de taux d'intérêt	(709)	-	(336)	(1 045)	-	(1 045)
Contrats sur marchandises	16	-	(277)	(261)	-	(261)
Autres contrats	-	-	(2)	(2)	-	(2)
	(591)	(330)	(3 229)	(4 150)	-	(4 150)

Le tableau suivant présente les échéances et le montant nominal ou la quantité théorique visés par les instruments dérivés de la société.

<b>30 juin 2017</b>	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	834	2	2	2	-	-
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	3 816	3 041	3 246	3 258	567	223
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - achat <i>(en millions de livres sterling)</i>	62	9	-	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	-	-	89	25	27	177
Contrats de change - contrats à terme en euros - achat <i>(en millions d'euros)</i>	123	256	340	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en euros - vente <i>(en millions d'euros)</i>	-	-	-	35	152	952
Contrats de change - contrats à terme en yens - achat <i>(en millions de yens)</i>	-	-	32 662	-	-	20 000
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2 958	5 051	1 629	220	98	296
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à recevoir à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	891	1 302	900	671	345	320
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer sur la dette à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2 439	2 714	762	-	-	-
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	48	40	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(81)	(62)	(10)	-	(1)	-
Contrats sur marchandises - pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	(2)	(10)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - LGN <i>(en millions de barils)</i>	(5)	(10)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	43	30	31	35	(3)	(43)
<b>31 décembre 2016</b>	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	991	2	2	2	-	-
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	4 369	2 768	2 943	2 722	566	223
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - achat <i>(en millions de livres sterling)</i>	91	6	-	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	-	-	89	25	27	144
Contrats de change - contrats à terme en yens - achat <i>(en millions de yens)</i>	-	-	32 662	-	-	-
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	6 713	5 161	1 581	153	100	300
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 998	2 743	768	-	-	-
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	48	40	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(93)	(42)	(17)	(9)	-	-
Contrats sur marchandises - pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	(11)	(9)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - LGN <i>(en millions de barils)</i>	(8)	(6)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - électricité <i>(en MWh)</i>	40	30	31	35	(3)	(43)

## Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats et du résultat global

Le tableau qui suit présente l'incidence avant impôts des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net sur le résultat net et le résultat global consolidés de la société.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
(en millions de dollars canadiens)				
Montant du gain (de la perte) non réalisé comptabilisé dans les autres éléments du résultat global				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	3	2	1	(33)
Contrats de taux d'intérêt	(41)	(428)	(55)	(1 004)
Contrats sur marchandises	(9)	(18)	12	(2)
Autres contrats	(6)	6	(15)	37
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	65	(12)	73	72
	12	(450)	16	(930)
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net (partie efficace)				
Contrats de change <sup>1</sup>	(102)	(1)	(101)	2
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	36	72	84	51
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	(2)	2	(4)	(6)
Autres contrats <sup>4</sup>	4	(4)	13	(30)
	(64)	69	(8)	17
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net (partie inefficace et montant exclu du test d'efficacité)				
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	4	5	6	31
	4	5	6	31

<sup>1</sup> Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits et « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

<sup>2</sup> Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

<sup>3</sup> Montant comptabilisés aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

<sup>4</sup> Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

La société estime qu'une perte de 62 M\$ constatée dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie sera virée au résultat net dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat net dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 30 juin 2017, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 30 mois pour toutes les opérations qui étaient prévues.

### Dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures de la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert sont inscrits au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Lors du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, la société a comptabilisé dans les résultats un gain non réalisé de 3 M\$ et de 1 M\$ (néant en 2016) sur le dérivé et une perte non réalisée de 3 M\$ et de 1 M\$ (néant en 2016) sur l'élément couvert. La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

## Dérivés non admissibles

Le tableau suivant présente les gains et pertes non réalisés liés aux variations de la juste valeur des dérivés non admissibles de la société.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Contrats de change <sup>1</sup>	434	28	707	1 044
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	32	4	14	8
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	19	(114)	182	(298)
Autres contrats <sup>4</sup>	(5)	5	(5)	11
Total du gain (de la perte) non réalisé lié à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	480	(77)	898	765

1 Pour les semestres respectifs, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits (gain de 398 M\$ en 2017; gain de 564 M\$ en 2016) et « Autres produits (charges) » (gain de 309 M\$ en 2017; gain de 480 M\$ en 2016) aux états consolidés des résultats.

2 Montant comptabilisé comme une diminution imputée au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Pour les semestres respectifs, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » (perte de 37 M\$ en 2017; gain de 2 M\$ en 2016) et « Ventes de marchandises » (gain de 197 M\$ en 2017; perte de 302 M\$ en 2016) dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises (gain de 9 M\$ en 2017; gain de 6 M\$ en 2016) et « Exploitation et administration » (gain de 13 M\$ en 2017; perte de 4 M\$ en 2016) dans les charges aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

## RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que la société ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, la société prévoit ses besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si elle disposera des fonds nécessaires et conserve des liquidités disponibles substantielles aux termes de ses marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Ses principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit confirmées, ainsi que le financement à long terme par voie de l'émission, entre autres, de débentures et de billets à moyen terme. La société maintient également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui lui permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, elle s'assure de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit confirmées qui lui permettent de répondre à tous ses besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. La société est réputée respecter toutes les modalités de ses facilités de crédit engagées au 30 juin 2017. Par conséquent, elle a accès à toutes ses facilités de crédit, et les banques sont tenues de lui accorder du financement aux termes de celles-ci.

## RISQUE DE CRÉDIT

La conclusion d'instruments financiers dérivés peut entraîner une exposition à des risques sur le plan du crédit en raison de la possibilité qu'une contrepartie au contrat ne respecte pas ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, la société conclut des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque de crédit des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

La société avait en cours des instruments dérivés, des concentrations du risque de crédit ainsi qu'une exposition maximale à ce risque auprès des institutions suivantes.

	<b>30 juin 2017</b>	31 décembre 2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	<b>56</b>	39
Institutions financières aux États-Unis	<b>82</b>	179
Institutions financières en Europe	<b>133</b>	106
Institutions financières en Asie	<b>4</b>	1
Autres <sup>1</sup>	<b>126</b>	162
	<b>401</b>	487

<sup>1</sup> Le poste « Autres » comprend les chambres de compensation de marchandises et les contreparties physiques pour le gaz naturel et le pétrole brut.

Au 30 juin 2017, la société avait fourni des lettres de crédit totalisant 198 M\$ tenant lieu de garantie en trésorerie à ses contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. La société ne détenait aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés au 30 juin 2017 et au 31 décembre 2016.

Les soldes bruts des dérivés ont été présentés sans tenir compte de l'incidence des garanties consenties. Les actifs dérivés sont ajustés au titre du risque de non-exécution des contreparties de la société selon les écarts de leurs swaps sur défaillance et sont reflétés à la juste valeur. Pour les passifs dérivés, le risque de non-exécution de la société est pris en considération dans le cadre de l'évaluation.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Le risque de crédit lié à Enbridge Gas Distribution Inc. et à Union Gas est atténué par la taille et la diversité de la clientèle ainsi que par la capacité de recouvrer, par la voie de la tarification, un montant estimatif des créances douteuses. La société surveille activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, elle obtient des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, la société crée une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classe dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal ayant trait aux actifs financiers autres que des instruments dérivés est leur valeur comptable.

## ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

Les actifs et passifs financiers de la société évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés. La société fournit également des informations sur la juste valeur d'autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur. La juste valeur des instruments financiers est établie selon les meilleures estimations de la valeur de marché par la société, d'après les modèles ou les techniques d'évaluation généralement reconnus. Elle s'appuie sur les prix et les taux pouvant être observés sur le marché. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, la société a recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché pour estimer la juste valeur.

## JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La société répartit ses instruments dérivés évalués à la juste valeur selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans l'évaluation.

### Niveau 1

Le niveau 1 comprend les dérivés évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation. Par marché actif pour un dérivé, il faut entendre un marché où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours. Les instruments de niveau 1 de la société se composent principalement de dérivés négociés en bourse et utilisés pour réduire le risque associé aux fluctuations du prix du pétrole brut.



## Niveau 2

Le niveau 2 comprend des évaluations de dérivés établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1. Les dérivés de cette catégorie sont évalués au moyen de modèles ou d'autres techniques d'évaluation standards dans le secteur, techniques qui sont dérivées de données observables sur le marché. Ces techniques d'évaluation utilisent des données comme les prix cotés sur le marché à terme, la valeur temps, les facteurs de volatilité et les prix cotés par les courtiers qui peuvent être observés ou corroborés sur le marché pour toute la durée du dérivé. Les dérivés évalués au moyen des données de niveau 2 comprennent les dérivés cotés hors bourse comme les contrats de change à terme de gré à gré et les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt, les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique, ainsi que des swaps et des options de marchandises pour lesquels il est possible d'obtenir des données observables.

La société a également classé la juste valeur du placement dans des actions privilégiées qu'elle détient jusqu'à son échéance et de sa dette à long terme dans le niveau 2. La juste valeur du placement que la société détient dans des actions privilégiées jusqu'à son échéance est essentiellement fonction du rendement de certaines des obligations du gouvernement du Canada. La juste valeur de la dette à long terme de la société est calculée selon les prix cotés sur le marché pour des instruments dont le rendement et l'échéance sont similaires et qui présentent un risque de crédit comparable.

## Niveau 3

Le niveau 3 comprend des évaluations de dérivés basées sur des données qui sont moins observables, qui ne sont pas disponibles ou pour lesquelles les données observables ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur des dérivés. En général, les dérivés évalués au moyen des données de niveau 3 portent sur des opérations à plus longue échéance, qui sont conclues sur des marchés moins actifs ou à des endroits pour lesquels il est impossible d'obtenir de l'information sur le prix, ou à l'égard desquelles aucun prix coté par les courtiers n'a de force exécutoire pour justifier une classification de niveau 2. La société a élaboré des méthodes axées sur les normes du secteur pour établir la juste valeur de ces dérivés au moyen d'une extrapolation des prix et des taux futurs observables. Les dérivés évalués au moyen de données de niveau 3 se composent principalement de contrats dérivés à long terme sur l'électricité, les LGN et le gaz naturel, de swaps de base, de swaps de marchandises, de swaps d'électricité ou d'énergie et d'options. La société ne détient aucun autre instrument financier de niveau 3.

La société utilise les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur de ses dérivés. Si possible, la société estime la juste valeur de ses dérivés en s'appuyant sur des prix cotés sur le marché. En l'absence de prix cotés sur le marché, la société utilise les estimations de courtiers indépendants. La société utilise des techniques d'évaluation standards pour calculer la juste valeur estimative des dérivés cotés hors bourse qui sont classés aux niveaux 2 et 3. Ces méthodes font appel aux flux de trésorerie actualisés pour les contrats à terme et les swaps, et au modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton pour les options. Les principales données utilisées par la société pour ces techniques d'évaluation comprennent les prix observables sur le marché (taux d'intérêt, taux de change, prix des marchandises et cours des actions) et la volatilité, selon le type de dérivé et la nature du risque sous-jacent. Enfin, la société tient compte de ses propres écarts de swaps sur défaillance de crédit et de ceux de ses contreparties pour estimer la juste valeur.

La société a classé ses actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<b>30 juin 2017</b>				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Actifs financiers</b>				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	69	-	69
Contrats de taux d'intérêt	-	5	-	5
Contrats sur marchandises	7	68	117	192
	7	142	117	266
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	120	-	120
Contrats de taux d'intérêt	-	21	-	21
Contrats sur marchandises	-	5	35	40
	-	146	35	181
<b>Passifs financiers</b>				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	(784)	-	(784)
Contrats de taux d'intérêt	-	(448)	-	(448)
Contrats sur marchandises	(4)	(37)	(98)	(139)
Autres contrats	-	(7)	-	(7)
	(4)	(1 276)	(98)	(1 378)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	(1 567)	-	(1 567)
Contrats de taux d'intérêt	-	(468)	-	(468)
Contrats sur marchandises	-	(6)	(158)	(164)
Autres	-	(2)	-	(2)
	-	(2 043)	(158)	(2 201)
<b>Total des actifs (passifs) financiers, montant net</b>				
Contrats de change	-	(2 162)	-	(2 162)
Contrats de taux d'intérêt	-	(890)	-	(890)
Contrats sur marchandises	3	30	(104)	(71)
Autres contrats	-	(9)	-	(9)
	3	(3 031)	(104)	(3 132)

31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<b>Actifs financiers</b>				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	109	-	109
Contrats de taux d'intérêt	-	3	-	3
Contrats sur marchandises	2	86	153	241
	2	198	153	353
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	73	-	73
Contrats de taux d'intérêt	-	8	-	8
Contrats sur marchandises	-	43	25	68
Autres contrats	-	2	-	2
	-	126	25	151
<b>Passifs financiers</b>				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	(995)	-	(995)
Contrats de taux d'intérêt	-	(583)	-	(583)
Contrats sur marchandises	(12)	(75)	(272)	(359)
Autres contrats	-	(4)	-	(4)
	(12)	(1 657)	(272)	(1 941)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	(2 029)	-	(2 029)
Contrats de taux d'intérêt	-	(473)	-	(473)
Contrats sur marchandises	-	(10)	(201)	(211)
	-	(2 512)	(201)	(2 713)
<b>Total des actifs (passifs) financiers, montant net</b>				
Contrats de change	-	(2 842)	-	(2 842)
Contrats de taux d'intérêt	-	(1 045)	-	(1 045)
Contrats sur marchandises	(10)	44	(295)	(261)
Autres contrats	-	(2)	-	(2)
	(10)	(3 845)	(295)	(4 150)

Le tableau qui suit présente les données non observables importantes qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés du niveau 3 :

30 juin 2017	Juste valeur	Données non observables	Prix/volatilité minimum	Prix/volatilité maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
<b>Contrats sur marchandises - financiers<sup>1</sup></b>						
Gaz naturel	11	Prix à terme du gaz	3,09	4,53	3,84	dollars par MBTU <sup>3</sup>
Pétrole brut	1	Prix à terme du brut	40,91	47,61	44,83	dollars par baril
LGN	-	Prix à terme des LGN	0,33	1,38	1,04	dollars par gallon
Électricité	(135)	Prix à terme de l'électricité	27,95	67,03	47,15	dollars par MWh
<b>Contrats sur marchandises - avec livraison physique<sup>1</sup></b>						
Gaz naturel	(30)	Prix à terme du gaz	2,30	8,95	3,47	dollars par MBTU <sup>3</sup>
Pétrole brut	39	Prix à terme du brut	39,51	72,27	56,50	dollars par baril
LGN	6	Prix à terme des LGN	0,32	1,96	0,98	dollars par gallon
<b>Options sur marchandises<sup>2</sup></b>						
Pétrole brut	3	Volatilité des options	23 %	31 %	26 %	
LGN	-	Volatilité des options	32 %	87 %	56 %	
Électricité	1	Volatilité des options	26 %	45 %	33 %	
(104)						

<sup>1</sup> Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et financiers sont évalués en ayant recours à une méthode axée sur le marché.

<sup>2</sup> Les contrats d'options sur marchandises sont évalués en ayant recours à une méthode fondée sur un modèle d'option.

<sup>3</sup> Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

En cas d'ajustement, les importantes données non observables mentionnées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 de la société. Les importantes données non observables utilisées pour mesurer la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises et, dans le cas des contrats d'option, la volatilité des prix. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient entraîner des écarts importants entre les justes valeurs des instruments dérivés du niveau 3 de la société. Des variations à la volatilité des prix modifieraient la valeur des contrats d'option. En général, la modification d'une estimation des prix à terme des marchandises n'a pas de rapport avec celle de l'estimation de la volatilité des prix.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et des passifs dérivés dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des actifs (passifs) dérivés de niveau 3 au début de la période	(295)	54
Total du gain (de la perte)		
Compris dans le résultat <sup>1</sup>	101	(96)
Compris dans les autres éléments du résultat global	8	(8)
Règlements	82	(126)
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(104)	(176)

<sup>1</sup> Montants comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits d'exploitation et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

La société a pour politique de comptabiliser les transferts au dernier jour de la période. Il n'y avait aucun transfert entre les niveaux aux 30 juin 2017 et 2016.

### JUSTE VALEUR DES AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

La société comptabilise au coût ses placements dans d'autres entités sans prix cotés sur un marché actif en permettant l'évaluation de la juste valeur. La valeur comptable de l'ensemble des placements en instruments de capitaux propres qui ont été comptabilisés au coût a totalisé 109 M\$ au 30 juin 2017 (110 M\$ au 31 décembre 2016).

La société a des investissements à long terme soumis à des restrictions détenus en fiducie totalisant 237 M\$ au 30 juin 2017 (90 M\$ au 31 décembre 2016) qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

La société détient un placement en actions privilégiées détenu jusqu'à son échéance reporté à son coût amorti de 364 M\$ au 30 juin 2017 (355 M\$ au 31 décembre 2016). Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans, majoré de 4,38 %. Au 30 juin 2017, la juste valeur de ce placement en actions privilégiées était plus ou moins équivalente à sa valeur nominale de 580 M\$ (580 M\$ au 31 décembre 2016).

Au 30 juin 2017, la valeur comptable de la dette à long terme de la société était de 64,9 G\$ (40,8 G\$ au 31 décembre 2016) avant les frais d'émission de la dette et sa juste valeur, de 68,7 G\$ (43,9 G\$ au 31 décembre 2016). La société a également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs ». Au 30 juin 2017, les billets à recevoir à long terme ont une valeur comptable de 92 M\$ (néant au 31 décembre 2016) et une juste valeur de 92 M\$ (néant au 31 décembre 2016).

### COUVERTURES DES INVESTISSEMENTS NETS

La société a désigné une partie de sa dette libellée en dollars américains, ainsi qu'un portefeuille de contrats de change à terme, en tant que couverture des investissements nets pour les investissements nets et les filiales libellés en dollars américains.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, la société a constaté un gain de change non réalisé à la conversion de la dette libellée en dollars américains de 275 M\$ (277 M\$ en 2016) et un gain non réalisé sur la variation de la juste valeur de ses contrats de change à terme en vigueur de 75 M\$ (73 M\$ en 2016) dans les autres éléments du résultat global. La société a constaté dans les autres éléments du résultat global une perte réalisée de 38 M\$ (1 M\$ en 2016) relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi qu'une perte réalisée de 90 M\$ (33 M\$ en 2016) relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période visée. Il n'y a eu aucune inefficacité durant le semestre clos le 30 juin 2017 (néant en 2016).

## 12. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les taux d'imposition effectifs étaient de 19,1 % et 18,3 % respectivement (2,8 % et 20,1 % en 2016). Le changement d'une période à l'autre des taux d'imposition effectifs en 2017 est principalement attribuable à l'avantage fiscal s'appliquant aux activités à tarifs réglementés et à d'autres éléments permanents ayant trait à l'augmentation des bénéfices pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017.

## 13. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

### COÛTS DES PRESTATIONS, MONTANT NET COMPTABILISÉ POUR LA PÉRIODE

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Coût des services	62	41	116	83
Coût financier	47	23	79	49
Rendement prévu des actifs des régimes	(73)	(38)	(124)	(76)
Amortissement de la perte actuarielle	8	9	17	18
Coûts des prestations, montant net comptabilisé pour la période	44	35	88	74

### RÉGIMES DE RETRAITE ACQUIS

Dans le cadre de l'opération de fusion (*note 5*), la société a pris en charge les régimes de retraite enregistrés et non enregistrés au Canada et aux États-Unis (les « régimes canadiens » et les « régimes américains », respectivement), qui donnent aux employés de la société le droit à des prestations déterminées ou à des prestations en fonction de cotisations déterminées.

Les régimes canadiens acquis consistent en des régimes enregistrés et non enregistrés contributifs et non contributifs à prestations déterminées et à cotisations déterminées couvrant la quasi-totalité des employés canadiens de Spectra Energy. Les régimes canadiens à prestations déterminées acquis donnent droit à des prestations de retraite fondées sur les années de service et les gains moyens définitifs des participants. En vertu du régime canadien à cotisations déterminées acquis, les cotisations de la société sont déterminées selon les conditions du régime et sont fondées sur l'âge, le nombre d'années de service et les gains admissibles courants de chaque participant. Dans le cadre de l'opération de fusion, la société a également pris en charge des prestations de retraite déterminées complémentaires non admissibles versées à tous les employés à la retraite visés par un régime enregistré de retraite à prestations déterminées canadien et dont la pension est limitée par le plafond de pension prescrit par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada).

Les régimes américains acquis procurent aux employés basés aux États-Unis des régimes à prestations déterminées au moyen d'une formule de solde au comptant. Suivant une formule de solde au comptant, le participant à un régime accumule une pension constituée par des crédits de paie fondés sur un

pourcentage de gains admissibles actuels et de crédits d'intérêt actuels. La société a aussi pris en charge des régimes à prestations déterminées non capitalisés, non contributifs et non admissibles et d'autres régimes non admissibles comme des régimes d'épargne et de rémunération différée qui couvrent certains dirigeants actuels et anciens dirigeants aux États-Unis. Ces régimes de retraite non admissibles n'ont aucun actif.

Les ACR acquis comprennent principalement l'assurance maladie complémentaire et l'assurance vie pour les employés à la retraite admissibles sur une base contributive et non contributive.

La date d'évaluation utilisée pour déterminer les actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées était le 27 février 2017 pour les régimes canadiens et les régimes américains.

Voici un résumé de la juste valeur des soldes des régimes et des ACR canadiens et américains pris en charge au 27 février 2017 :

27 février 2017	Prestations de retraite		ACR	
	États-Unis	Canada	États-Unis	Canada
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations projetée	818	1 505	275	146
Juste valeur des actifs des régimes	737	1 290	103	-
Situation de sous-capitalisation	(81)	(215)	(172)	(146)
Réparties comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	-	23	-	-
Comptes créditeurs et autres dettes	(2)	-	(3)	(4)
Autres passifs à long terme	(79)	(238)	(169)	(142)
	(81)	(215)	(172)	(146)

Les hypothèses moyennes pondérées utilisées pour la mesure des obligations en matière de retraite des régimes de retraite et des ACR pris en charge projetés s'établissent comme suit :

27 février 2017	Prestations de retraite		ACR	
	États-Unis	Canada	États-Unis	Canada
Taux d'actualisation	3,6 %	3,8 %	3,5 %	3,9 %
Taux moyen de croissance de la rémunération	4,0 %	3,0 %		

#### Taux tendanciels du coût des soins médicaux

Les taux hypothétiques pour le prochain exercice qui ont été retenus aux fins de l'évaluation du coût prévu des ACR sont les suivants :

	Taux tendanciel hypothétique du coût des soins médicaux pour le prochain exercice	Taux tendanciel final hypothétique du coût des soins médicaux	Exercice au cours duquel le taux tendanciel final hypothétique devrait être atteint
Régimes canadiens	5 %	5 %	
Régimes américains	7,5 %	4,5 %	2037

#### Actifs des régimes acquis

Les actifs des régimes canadiens et américains sont conservés dans des fiducies principales aux États-Unis et au Canada. L'objectif de placement des fiducies principales consiste à obtenir des rendements raisonnables sur les actifs des régimes, sous réserve d'un niveau prudent de risque pour le portefeuille, en vue d'améliorer la sécurité des avantages pour les participants aux régimes. Les cibles de

répartition de l'actif sont établies à la lumière de l'objectif de placement et du profil de risque à l'égard des régimes. Des titres de capitaux propres sont détenus en raison de leur rendement élevé prévu. D'autres titres de capitaux propres et à revenu fixe sont détenus aux fins de diversification. Les placements au sein des catégories d'actifs sont diversifiés de manière à obtenir une participation générale au marché et à réduire les effets d'un placement donné. La répartition réelle des actifs de placement est régulièrement examinée et périodiquement ramenée à la répartition cible au moment jugé opportun.

La société gère les risques liés aux placements des fonds de ses régimes canadiens et américains pris en charge en établissant une politique à long terme de composition de l'actif pour chacun de ses régimes, laquelle tient compte des éléments suivants : (i) la nature des passifs du régime de retraite; (ii) l'horizon de placement du régime; (iii) la continuité d'exploitation et l'état de solvabilité du régime ainsi que ses besoins de trésorerie; (iv) l'environnement d'exploitation et la situation financière de la société et sa capacité à résister aux fluctuations des cotisations au régime; (v) les perspectives économiques et celles des marchés des capitaux en ce qui concerne le rendement des investissements, la volatilité des rendements et la corrélation qui existe entre les actifs. Le taux de rendement global prévu repose sur les cibles de répartition des actifs, et les rendements estimatifs des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe, sur les prévisions à long terme.

#### Taux de rendement estimatif des actifs des régimes acquis

27 février 2017	Prestations de retraite	ACR
Régimes canadiens	6,4 %	
Régimes américains	5,5 %	4,8 %

#### Composition cible des actifs des régimes acquis

	Régimes canadiens	Régimes américains
Titres de participation	55,0 %	30,0 %
Titres à revenu fixe	45,0 %	60,0 %
Autres	0,0 %	10,0 %

#### Principales catégories d'actifs des régimes acquis

Les actifs des régimes acquis sont investis essentiellement dans des titres facilement négociables, certaines contraintes quant à la qualité du crédit étant imposées aux titres à revenu fixe. Au 27 février 2017, les actifs des régimes de retraite acquis étaient investis à 48,9 % dans des titres de capitaux propres, à 46,7 % dans des titres à revenu fixe et à 4,4 % en trésorerie et équivalents de trésorerie et dans d'autres placements. Les actifs d'ACR étaient investis à 38,8 % dans des titres de capitaux propres, à 47,6 % dans des titres à revenu fixe et à 13,6 % en trésorerie et équivalents de trésorerie et dans d'autres placements.

Le tableau suivant résume les instruments financiers des régimes de retraite et des ACR acquis de la société à la juste valeur :

27 février 2017	Niveau 1 <sup>1</sup>	Niveau 2 <sup>1</sup>	Niveau 3 <sup>1</sup>	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Prestations de retraite</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	-	-	4
Titres à revenu fixe	946	-	-	946
Titres de participation	580	412	-	992
Autres	-	-	85	85
<b>ACR</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6	-	-	6
Titres à revenu fixe	37	12	-	49
Titres de participation	21	19	-	40
Autres	-	-	8	8

<sup>1</sup> Voir la note 11 pour de plus amples renseignements sur la nature des évaluations de niveau 1, de niveau 2 et de niveau 3 de la juste valeur.

#### Cotisations de la société aux régimes acquis

Exercice clos le 31 décembre	Prestations de retraite	ACR
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Cotisations devant être versées en 2017	25	8

#### Versements de prestations effectuées par la société relativement aux régimes acquis

Exercices clos les 31 décembre	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Versements de prestations futurs prévus	124	150	151	157	153	820

## 14. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés. Ce qui suit indique les opérations importantes entre apparentés et leur effet sur les résultats pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017.

DCP Midstream, coentreprise, traite le gaz naturel de certains clients utilisant les pipelines de la société afin qu'il respecte les spécifications de qualité du gaz naturel pour que celui-ci soit transporté sur le réseau de Texas Eastern Transmission, LP de la société. DCP Midstream traite le gaz naturel et vend les LGN qui en sont extraits. DCP Midstream conserve une partie du produit de ces ventes et le reste est remis à la société. Par conséquent, la société a reçu 12 M\$ (9 M\$ US) et 19 M\$ (14 M\$ US) comptabilisés comme produits liés au poste « Transport et autres services » aux états consolidés des résultats de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement.

La société fournit certains services, notamment administratifs, à certaines entités en exploitation et a comptabilisé des recouvrements de coûts auprès de ces sociétés affiliées au montant de 34 M\$ (26 M\$ US) et de 53 M\$ (40 M\$ US) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement. Les recouvrements de coûts sont classés comme une réduction des coûts au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats. Les comptes débiteurs de ces sociétés affiliées totalisaient 29 M\$ (22 M\$ US) au 30 juin 2017.



## 15. ÉVENTUALITÉS

### DÉVERSEMENT DE PÉTROLE BRUT PROVENANT DES CANALISATIONS 6A ET 6B DU RÉSEAU DE LAKEHEAD

#### Déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B

Le 26 juillet 2010, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B du réseau de Lakehead d'EEP a été signalé près de Marshall, dans le Michigan.

Au 30 juin 2017, le cumul des coûts estimatifs d'EEP en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B demeure à 1,2 G\$ US (195 M\$ après impôts attribuables à Enbridge), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 30 juin 2017. En dépit des efforts consentis par EEP pour assurer la vraisemblance de ses estimations, il demeure possible qu'EEP doive engager des coûts supplémentaires en rapport avec le déversement de pétrole brut en raison des variations de coûts qui pourraient survenir dans une catégorie de coûts en particulier ou dans l'ensemble des catégories, ou en raison de la modification ou la révision des exigences des organismes de réglementation.

#### Règlements de compagnies d'assurance

EEP est incluse dans le programme d'assurance global qu'Enbridge souscrit pour ses filiales et ses sociétés affiliées. Au 30 juin 2017, EEP a comptabilisé des recouvrements d'assurance pour un total de 547 M\$ US (80 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B sur la limite applicable de 650 M\$ US. Sur la garantie résiduelle de 103 M\$ US, un montant de 85 M\$ US faisait l'objet d'une poursuite intentée contre un assureur en particulier. En mars 2015, Enbridge a conclu une entente avec cet assureur aux termes de laquelle la réclamation de 85 M\$ US sera soumise à un processus d'arbitrage exécutoire. Le 2 mai 2017, la commission d'arbitrage a rendu une décision non favorable à l'endroit d'Enbridge. Par conséquent, il est peu probable qu'EEP reçoive d'autres recouvrements d'assurance relativement au déversement de pétrole provenant de la canalisation 6B.

#### Poursuites judiciaires et instances réglementaires

Certains organismes de réglementation et organismes gouvernementaux américains ont lancé des enquêtes relativement au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B. Une action en justice ou demande d'indemnisation est en cours contre Enbridge, EEP ou leurs sociétés affiliées devant des tribunaux d'États américains au sujet de la fuite de pétrole brut mettant en cause la canalisation 6B. Selon l'état actuel de ces cas, la société estime que l'issue d'une telle action en justice ne devrait pas prêter à conséquence quant à ses résultats d'exploitation ou à sa situation financière.

#### Amendes et pénalités visant la canalisation 6B

Au 30 juin 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comprend 69 M\$ US en amendes et pénalités, ce qui englobe les amendes et pénalités imposées par le département de la Justice comme il est mentionné ci-après.

#### Ordonnance sur consentement

Le 23 mai 2017, la cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan a approuvé l'ordonnance sur consentement. L'ordonnance sur consentement constitue la convention de règlement signée par EEP avec l'Environmental Protection Agency et le département de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B. Le 15 juin 2017, Enbridge a effectué un paiement total de 68 M\$ US conformément à l'ordonnance sur consentement, paiement qui reflète 61 M\$ US pour la pénalité civile relative au déversement provenant de la canalisation 6B, 1 M\$ US pour le déversement provenant de la canalisation 6A et 6 M\$ US pour les frais d'enlèvement antérieur plus intérêts.

## **QUESTIONS FISCALES**

Enbridge et ses filiales conservent des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, de l'avis de la société, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

## **AUTRES LITIGES**

La société et ses filiales font 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 remises en question 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 actions et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur la situation financière consolidée intermédiaire de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés intermédiaires.

## **16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

### **DÉCONSOLIDATION DE SABAL TRAIL TRANSMISSION, LLC**

Le 3 juillet 2017, Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabail Trail ») a été mise en service. Par conséquent, la société n'est plus la principale bénéficiaire, puisque le pouvoir de diriger les activités de Sabal Trail est maintenant partagé et que Sabal Trail sera déconsolidée et comptabilisée selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Au 30 juin 2017, l'actif et le passif totaux de Sabal Trail dans les états consolidés de la situation financière s'établissaient à 4,0 G\$ (3,1 G\$ US) et 182 M\$ (140 M\$ US), respectivement.

### **ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE**

Le 7 juillet 2017, Enbridge a réalisé un placement de 1,4 G\$ US de billets non garantis de premier rang (les « billets »). Les billets consistaient en deux tranches de 700 M\$ US portant intérêt à des taux fixes de 2,9 % et 3,7 % et ayant des échéances de cinq et 10 ans, respectivement. Un montant d'environ 1,2 G\$ US du produit net de l'émission des billets a servi au remboursement des billets déposés décrits ci-après.

Le 14 juillet 2017, Enbridge a également réalisé un placement de 1,0 G\$ US de billets subordonnés à taux variable-fixe. Ces billets portent intérêt au taux de 5,5 %, fixe pour la période initiale de 10 ans, et à taux variable par la suite. Ces billets ont une échéance de 60 ans, avec possibilité de remboursement par anticipation après 10 ans.

### **OFFRES PUBLIQUES D'ACHAT DE SPECTRA ENERGY CAPITAL, LLC**

Le 7 juillet 2017, Enbridge et Spectra Energy Capital, LLC (« Spectra Capital ») ont réalisé une offre publique d'achat au comptant visant le capital des billets non garantis de premier rang de Spectra Capital en cours portant intérêt au taux de 8,0 % et arrivant à échéance en 2019. Le capital déposé et accepté s'établissait à 267 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 310 M\$ US.

Le 13 juillet 2017, dans le cadre d'une offre publique d'achat au comptant, Spectra Capital a acheté le capital de ses billets non garantis de premier rang en cours portant intérêt à des taux allant de 3,3 % à 7,5 % et ayant des échéances allant de un à 21 ans. Le capital déposé et accepté s'établissait à 761 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 857 M\$ US.

### **CESSION DU PIPELINE OLYMPIC**

Le 31 juillet 2017, la société a réalisé la vente de sa participation dans le pipeline Olympic pour un produit au comptant d'environ 213 M\$ (160 M\$ US). Cette participation faisait partie du secteur Oléoducs de la société.

## POINTS SAILLANTS

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>				
Oléoducs	1 272	643	2 396	2 255
Gazoducs et traitement	682	19	1 021	80
Distribution de gaz	153	83	428	322
Énergie verte et transport	51	41	101	90
Services énergétiques	(18)	(7)	138	(13)
Éliminations et divers	(41)	(48)	(356)	173
Bénéfice avant intérêts et impôts	2 099	731	3 728	2 907
Charge d'intérêts	(565)	(369)	(1 051)	(781)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(293)	(10)	(491)	(427)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(241)	20	(465)	(41)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	919	301	1 557	1 514
Résultat par action ordinaire	0,56	0,33	1,11	1,69
Résultat dilué par action ordinaire	0,56	0,33	1,10	1,67
<b>Bénéfice ajusté</b>				
Oléoducs	938	922	1 908	2 006
Gazoducs et traitement	667	90	1 003	177
Distribution de gaz	153	73	422	313
Énergie verte et transport	51	40	101	88
Services énergétiques	(3)	47	(8)	48
Éliminations et divers	(93)	(83)	(198)	(169)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts <sup>1</sup>	1 713	1 089	3 228	2 463
Charge d'intérêts <sup>2</sup>	(588)	(363)	(1 053)	(757)
Impôts sur les bénéfices <sup>2</sup>	(194)	(131)	(338)	(307)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>2</sup>	(188)	(68)	(336)	(136)
Dividendes sur actions privilégiées	(81)	(71)	(164)	(144)
Bénéfice ajusté <sup>1</sup>	662	456	1 337	1 119
Bénéfice ajusté par action ordinaire <sup>1</sup>	0,41	0,50	0,95	1,25
<b>Données sur les flux de trésorerie</b>				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 033	1 370	3 710	3 231
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 368)	(2 080)	(5 891)	(3 932)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	531	230	2 124	981
<b>Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation<sup>3</sup></b>				
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	1 324	868	2 539	1 982
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation par action ordinaire	0,81	0,95	1,81	2,21
<b>Dividendes</b>				
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1 003	492	1 551	952
Dividendes versés par action ordinaire	0,610	0,530	1,193	1,060
<b>Actions en circulation (en millions)</b>				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	1 628	917	1 404	897
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 636	925	1 413	904

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Données d'exploitation</b>				
Oléoducs - livraisons moyennes (en milliers de b/j)				
Réseau principal au Canada <sup>4</sup>	2 449	2 242	2 521	2 392
Réseau de Lakehead <sup>5</sup>	2 604	2 440	2 675	2 588
Réseau régional des sables bitumineux <sup>6</sup>	1 171	823	1 228	987
Gazoducs - débit moyen (en Mpi <sup>3</sup> /j)				
Alliance Pipeline Canada	1 519	1 559	1 574	1 587
Alliance Pipeline US	1 623	1 698	1 674	1 724
Secteur intermédiaire au Canada <sup>7</sup>	2 177	-	2 458	-
Gazoducs et traitement - volumes traités (Mpi <sup>3</sup> /j)				
Secteur intermédiaire au Canada <sup>8</sup>	1 715	-	1 875	-
Secteur intermédiaire aux États-Unis <sup>9</sup>	5 422	1 141	5 591	1 154
Gazoducs et traitement - production de liquides du gaz naturel (« LGN ») (en milliers de b/j)				
Secteur intermédiaire aux États-Unis <sup>9</sup>	518	159	516	149
Distribution de gaz - Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)				
Volumes (en milliards de pieds cubes)	71	78	243	251
Nombre de clients actifs (en milliers) <sup>10</sup>	2 167	2 133	2 167	2 133
Degrés-jours de chauffage <sup>11</sup>				
Chiffres réels	462	546	2 148	2 255
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	476	478	2 351	2 309
Distribution de gaz - Union Gas Limited (« Union Gas »)				
Volumes (en milliards de pieds cubes)	222	-	371	-
Nombre de clients actifs (en milliers) <sup>10</sup>	1 465	-	1 465	-
Degrés-jours de chauffage <sup>11</sup>				
Chiffres réels	492	-	1 093	-
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	514	-	1 090	-

1 Le BAII ajusté, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR qui ne correspondent à aucune définition standard prescrite dans les PCGR – Voir Mesures non conformes aux PCGR.

2 Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

3 Les FTDLE sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation. Les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR qui ne correspondent à aucune définition standard prescrite dans les PCGR.

4 Le débit du réseau principal au Canada représente les livraisons sur le réseau principal hors Gretna, au Manitoba, soit les livraisons aux États-Unis et dans l'est du Canada à partir de l'Ouest canadien.

5 Le débit du réseau pipelinier de Lakehead (« réseau de Lakehead ») correspond aux livraisons sur le réseau principal dans le Midwest des États-Unis et dans l'est du Canada.

6 Les volumes se limitent au réseau principal d'Athabasca, au pipeline Waupisoo et au pipeline Woodland et ne comprennent pas les canalisations latérales du réseau régional des sables bitumineux.

7 Les volumes du secteur intermédiaire au Canada se limitent aux actifs de livraison et de traitement dans l'Ouest canadien.

8 Les volumes des actifs de traitement du secteur intermédiaire au Canada correspondent aux volumes traités dans les usines à gaz Tupper Main et Tupper West et aux volumes des actifs de livraison et de traitement dans l'Ouest canadien.

9 Les volumes des actifs de traitement et de production de LGN du secteur intermédiaire aux États-Unis représentent les volumes traités et produits par les actifs de Field Services et de Midcoast Energy Partnership ainsi que par l'usine de traitement de Aux Sable.

10 Le nombre de clients actifs correspond au nombre de clients consommant le gaz naturel d'EGD et d'Union Gas à la fin de la période.

11 Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid qui donne une idée du volume de gaz naturel requis à des fins de chauffage dans les zones de franchise d'EGD et d'Union Gas. Elle correspond à la somme, durant la période visée, des écarts constatés lorsque la température moyenne d'une journée est inférieure à 18 degrés Celsius. Les chiffres indiqués ont été calculés pour la région du Grand Toronto.

## **RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES ACTIONNAIRES**

### **Agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts au Canada**

Les demandes concernant le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions, un changement d'adresse, un transfert d'actions, les certificats égarés, les dividendes et les envois postaux en double devraient être adressées à :

Société de fiducie CST  
C.P. 700  
Succursale B  
Montréal (Québec) H3B 3K3  
Sans frais : (800) 387-0825

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

Enbridge Inc. propose un régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions qui permet aux actionnaires de réinvestir leurs dividendes en espèces

dans des actions ordinaires ou de faire des versements en espèces facultatifs pour l'achat d'actions supplémentaires, sans devoir engager de frais de courtage ou autres dans les deux cas. Le délai pour le paiement en espèces facultatif pour le troisième trimestre de 2017 en vue de l'achat d'actions supplémentaires est le 25 août 2017.

### **Service des relations avec les investisseurs**

Les actionnaires sont priés d'adresser toute demande de renseignements au sujet de la performance financière et des résultats d'exploitation de la société au :

Service des relations avec les investisseurs  
Enbridge Inc.  
425 – 1<sup>st</sup> Street S.W., bureau 200  
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8  
Sans frais : (800) 481-2804  
Internet : [www.enbridge.com](http://www.enbridge.com)

3 août 2017

425 - 1st Street S.W., bureau 200  
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8

Téléphone: 403-231-3900

Télécopieur: 403-231-3920

Sans frais: 800-481-2804

[enbridge.com](http://enbridge.com)