



## COMMUNIQUÉ

### Enbridge Inc. annonce de solides résultats pour le quatrième trimestre et l'exercice 2018

**CALGARY, ALBERTA – le 15 février 2019** – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui les résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2018 et a présenté un compte rendu trimestriel.

#### POINTS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE

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

- Bénéfice conforme aux PCGR de 1 089 M\$ ou 0,60 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de 2018 et de 2 515 M\$ ou 1,46 \$ par action ordinaire pour l'exercice 2018; les résultats tiennent compte dans les deux cas d'un certain nombre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation
- Bénéfice ajusté de 1 166 M\$ ou 0,65 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de 2018 et de 4 568 M\$ ou 2,65 \$ par action ordinaire pour l'exercice 2018, comparativement à 1 013 M\$ ou 0,61 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de 2017 et à 2 982 M\$ ou 1,96 \$ par action ordinaire pour l'exercice 2017
- Bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») de 3 320 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018 et de 12 849 M\$ pour l'exercice 2018, comparativement à 2 963 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017 et à 10 317 M\$ pour l'exercice 2017
- Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 2 503 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018 et de 10 502 \$ pour l'exercice 2018, comparativement à 1 341 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017 et à 6 658 M\$ pour l'exercice 2017
- Flux de trésorerie distribuables (« FTD ») de 1 863 M\$ pour le quatrième trimestre 2018 et de 7 618 M\$ pour l'exercice 2018, comparativement à 1 741 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017 et à 5 614 M\$ pour l'exercice 2017
- Confirmation des objectifs financiers pour 2019 et 2020, visant le milieu de la fourchette des objectifs de FTD par action de respectivement 4,45 \$ par action et 5,00 \$ par action
- Majoration du dividende de 10 % pour 2019 et confirmation d'une prévision de hausse du dividende de 10 % en 2020, en fonction d'un TCAC des FTD par action se situant entre 5 % et 7 % postérieurement à 2020
- Entrée en service de nouveaux projets d'une valeur de 7 G\$ en 2018, notamment les projets de gazoducs NEXUS et TEAL d'une valeur de 1,5 G\$ US en octobre et le projet de gazoduc Valley Crossing d'une valeur de 1,6 G\$ US en novembre
- Étapes importantes réalisées dans le cadre du projet de remplacement de la canalisation 3, notamment : approbation réglementaire de la Minnesota Public Utilities Commission (« MPUC »), déclenchement du processus d'attribution des permis à l'échelle fédérale et dans l'État du Minnesota et progrès marqués des travaux de construction au Canada

- Annonce de projets de croissance garantis de 1,8 G\$ au quatrième trimestre au sein des entreprises de transport de gaz naturel et d'oléoducs
- Annonce d'autres projets de croissance garantis de 0,3 G\$ : une ligne de transport d'électricité réglementée en Ontario et un pipeline sous contrat à long terme voisin du pipeline Nexus
- Fusion, le 1<sup>er</sup> janvier 2019, des services publics de gaz naturel de la société en Ontario à la suite de l'approbation d'un modèle de réglementation à tarif d'encouragement par la Commission de l'énergie de l'Ontario
- Simplification de la structure d'entreprise de la société à la suite du rachat des titres détenus par le public des quatre entités détenues à titre de promoteur de Enbridge
- Modification de la structure de financement par emprunt de la société au moyen d'une série de mesures visant à réduire la subordination structurelle, à rehausser le profil de crédit de la société mère et à diminuer le coût des capitaux d'emprunt
- Annonce de la vente d'actifs non essentiels d'une valeur de 7,8 G\$, dont des transactions d'une valeur de 5,7 G\$ ont été conclues; produits affectés à l'accélération du désendettement prévu et au renforcement du bilan
- Suspension du régime de réinvestissement des dividendes à compter du versement de dividendes du 1<sup>er</sup> décembre 2018 en vue d'assurer une croissance entièrement autofinancée pour Enbridge
- Révision à la hausse, le 25 janvier 2019, de la notation accordée par Moody's aux titres d'emprunt de premier rang non garantis, qui passe de Baa3 à Baa2 avec perspectives positives

## **COMMENTAIRE DU CHEF DE LA DIRECTION**

« Nous avons conclu un exercice solide, tant sur le plan financier que stratégique », a déclaré Al Monaco, président et chef de la direction de Enbridge.

« Sur le plan financier, le rendement d'exploitation record de nos entreprises de gaz naturel et liquides s'est traduit par des FTD par action pour l'exercice complet situés dans le haut de la fourchette de nos prévisions. Nous sommes des plus satisfaits de l'augmentation de 20 % des FTD par action par rapport à l'exercice précédent, qui rend compte de l'apport important de chacune de nos entreprises essentielles, obtenu grâce au rendement d'exploitation, à l'optimisation du débit des pipelines en exploitation, aux synergies découlant de l'acquisition de Spectra et à la mise en service réussie en 2018 de nouveaux projets d'une valeur de 7 G\$.

« Du point de vue stratégique, nous avons concrétisé plus tôt que prévu les objectifs prioritaires énoncés dans notre plan d'entreprise triennal déployé à la fin de 2017. Nous avons réalisé la vente d'actifs non essentiels importants, accéléré le désendettement et simplifié la structure de notre entreprise tout en générant une solide croissance des flux de trésorerie et du bénéfice par action.

« Nous avons tiré un produit de près de 6 G\$ dans le cadre des ententes de vente d'actifs non essentiels de 7,8 G\$ annoncées en 2018. Ces ventes nous ont permis de cibler davantage nos

actifs à faible risque que représentent les pipelines et les services publics. Le produit a été affecté au remboursement de la dette, et en fin d'exercice, notre ratio dette consolidée/BAIIA avait diminué pour se situer à 4,7 fois, soit un résultat bien supérieur à notre objectif initial de 5,0 fois.

« Nous avons par ailleurs réalisé le rachat des quatre entités que nous détenions à titre de promoteur au cours du quatrième trimestre. Tous nos actifs essentiels font désormais partie de Enbridge, ce qui nous permet de conserver davantage de liquidités que nous pourrions réinjecter dans notre entreprise, favorisant ainsi notre souplesse financière, et de rehausser sensiblement notre profil de crédit.

« Cette année encore, l'exécution de nos projets a été couronnée de succès : nous avons mis en service des actifs pipeliniers et de services publics d'une valeur de 7 G\$, notamment les gazoducs Nexus et Valley Crossing. Les deux gazoducs sont appuyés par des contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des clients de premier ordre et illustrent parfaitement notre modèle de pipelines et de services publics à faible risque.

« Nous avons accompli des progrès marqués dans le cadre du programme de remplacement de la canalisation 3. La construction est presque terminée au Canada, nous avons reçu l'approbation de la MPUC et nous entamons l'étape d'obtention des permis dans le cadre du projet au Minnesota. Nous visons toujours une date de mise en service complète avant la fin de 2019. Ce projet d'intégrité essentiel fournira un approvisionnement d'énergie fiable aux raffineurs locaux et régionaux et ajoutera une capacité supplémentaire de transport pipelinier dont les producteurs de l'Ouest canadien ont tant besoin.

« Enfin, les nouveaux projets de croissance garantis d'une valeur de 1,8 G\$ annoncés dans le cadre de notre conférence avec les investisseurs en décembre illustrent la nature des nouvelles occasions qui se présentent à toutes nos entreprises. Nous prévoyons miser sur les solides données fondamentales du secteur énergétique à l'échelle mondiale pour étendre et prolonger nos réseaux, plus particulièrement à l'appui des exportations de l'énergie nord-américaine. En fait, nous prévoyons être en mesure de poursuivre, postérieurement à 2020, une croissance interne autofinancée de l'ordre de 5 G\$ à 6 G\$ par an tout en assurant le maintien de paramètres d'endettement prudents. Nous poursuivrons néanmoins notre démarche disciplinée pour nos décisions d'investissement, et ce, en analysant différentes options de déploiement des capitaux afin de maximiser la valeur pour les actionnaires.

« Pour conclure, nous sommes satisfaits des réalisations accomplies pour ce qui est de nos principales priorités stratégiques en 2018. Nous avons simplifié notre entreprise pour la rendre beaucoup plus solide qu'elle ne l'était au début de l'exercice et réduit notre profil de risque. Nous sommes maintenant bien placés pour faire progresser notre entreprise au-delà de 2020 et la faire reconnaître comme la société de notre secteur qui présente les risques les plus faibles, un solide bilan, des flux de trésorerie fiables et des perspectives de croissance à long terme des plus attrayantes », a conclu M. Monaco.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les résultats financiers du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2018 sont résumés dans le tableau ci-après :

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action; nombre d'actions en millions)</i>				
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR	1 089	207	2 515	2 529
Bénéfice par action ordinaire conforme aux PCGR	0,60	0,13	1,46	1,66
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	2 503	1 341	10 502	6 658
BAIIA ajusté <sup>1</sup>	3 320	2 963	12 849	10 317
Bénéfice ajusté <sup>1</sup>	1 166	1 013	4 568	2 982
Bénéfice ajusté par action ordinaire <sup>1</sup>	0,65	0,61	2,65	1,96
Flux de trésorerie distribuables <sup>1,2</sup>	1 863	1 741	7 618	5 614
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	1 806	1 652	1 724	1 525
<p><sup>1</sup> Mesures financières non conformes aux PCGR. Les tableaux présentant le rapprochement du BAIIA ajusté, du bénéfice ajusté, du bénéfice ajusté par action ordinaire et des flux de trésorerie distribuables sont joints en annexe au présent communiqué.</p> <p><sup>2</sup> Anciennement désignés comme flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation (« FTDLE »). La méthode de calcul demeure inchangée.</p>				

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR a augmenté de 882 M\$, ou 0,47 \$ par action, pour le quatrième trimestre de 2018 et a diminué de 14 M\$, ou 0,20 \$ par action pour l'exercice 2018 comparativement aux périodes correspondantes de 2017. Outre les facteurs dont il est question à la rubrique « Bénéfice ajusté » ci-dessous, la comparabilité du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR, sur toutes les périodes présentées, a subi l'incidence d'un certain nombre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation qui sont indiqués dans les tableaux présentant le rapprochement qui sont joints à l'Annexe A du présent communiqué.

Le bénéfice ajusté au quatrième trimestre de 2018 a augmenté de 153 M\$, ou 0,04 \$ par action, comparativement à la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable aux solides résultats d'exploitation et aux réductions des coûts d'exploitation d'un grand nombre des unités fonctionnelles de la société, aux nouveaux projets entrés en service dans les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Énergie verte et transport et Distribution de gaz depuis le quatrième trimestre de 2017 ainsi qu'à la concrétisation des synergies découlant de l'acquisition de Spectra Energy.

Le bénéfice ajusté de l'exercice 2018 a augmenté de 1 586 M\$, ou 0,69 \$ par action, comparativement à la même période en 2017. Cette hausse s'explique en grande partie par le moment de la fusion avec Spectra Corp (l'« opération de fusion »), qui s'est clôturée le 27 février 2017.

Les FTD ont totalisé 1 863 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018 et 7 618 \$ pour l'exercice 2018, soit une augmentation de 122 M\$ et de 2 004 M\$ par rapport aux périodes correspondantes de 2017, ce qui s'explique principalement par les facteurs énoncés précédemment.

La rubrique *BAlIA ajusté par secteur* ci-après présente l'information financière sectorielle détaillée ainsi qu'une analyse.

## **MISE À JOUR SUR L'EXÉCUTION DES PROJETS**

En 2018, la société a achevé des projets de croissance de 7 G\$, essentiellement dans le respect du calendrier et du budget. Il s'agit de près de 12 projets à l'échelle de toutes les unités fonctionnelles, y compris des expansions des réseaux existants de transport de gaz naturel au Canada et aux États-Unis, le premier projet éolien extracôtier de la société en Europe et les investissements de capitaux continus pour soutenir l'accroissement de la clientèle des concessions de services publics. Plus récemment, au quatrième trimestre, le projet de gazoduc NEXUS de 1,3 G\$ US (part de Enbridge) et le projet de gazoduc TEAL connexe de 0,2 G\$ US sont entrés en service et ils procurent une capacité à l'exportation bien nécessaire depuis les bassins Marcellus et Utica vers les marchés de la région septentrionale du Midwest américain et de l'est du Canada. De plus, le projet de gazoduc Valley Crossing de 1,6 G\$ US est entré en service le 31 octobre. Tous ces projets pipeliniers s'appuient sur des contrats d'achat ferme à long terme.

Enbridge poursuit ses progrès quant à l'exécution du reste de son programme de capitaux de croissance garanti. La société dispose de projets garantis en carnet de 16 G\$ à diverses étapes d'exécution et qui devraient entrer en service entre 2019 et 2023. Les projets particuliers qui constituent le programme garanti sont déployés sur des territoires et des plateformes commerciales variés et sont tous appuyés par des contrats d'achat ferme à long terme, des accords fondés sur le coût du service ou des ententes commerciales à faible risque similaires. Le plus important d'entre eux est le projet de remplacement de la canalisation 3 dont il est fait état ci-après.

## **MISE À JOUR SUR LE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3**

Le projet de remplacement de la canalisation 3 de 9 G\$ est un projet d'intégrité essentiel qui permettra d'améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau d'oléoducs principal de Enbridge, d'augmenter la capacité d'exportation des producteurs de l'Ouest canadien et d'accroître la sécurité de l'approvisionnement des principales installations de raffinage situées le long du réseau principal ainsi que des marchés situés en aval.

Nombre d'étapes décisives ont été franchies en 2018. Au Canada, les canalisations sont en place sur toute la longueur du tracé, soit 1 100 kilomètres, et le reste des travaux de construction pour les stations de pompage et les raccordements aux installations terminales devraient être achevés vers le milieu de 2019. Aux États-Unis, les travaux de remplacement de la canalisation au Wisconsin sont terminés et cette dernière est entrée en service.

Au Minnesota, la MPUC a approuvé le certificat de nécessité et d'approbation du tracé et a rejeté les requêtes de réexamen des décisions. Toutes les conditions rattachées au certificat ont été satisfaites ou sont en voie de l'être. De plus, une entente a été conclue avec la bande de Fond du Lac des Chippewas du lac Supérieur qui accorde une nouvelle servitude de 20 ans sur leur réserve pour la totalité du réseau principal, y compris le projet de remplacement de la canalisation 3. Les autres demandes de permis ont été présentées aux divers organismes fédéraux et étatiques, y compris l'U.S. Army Corps of Engineers, le département des Ressources naturelles du Minnesota, l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota et d'autres organismes d'État du Minnesota. La société prévoit que ces organismes traiteront toutes ces demandes au cours de prochains mois, et elle continue de prévoir la mise en service du projet d'ici la fin de 2019 si tous les permis sont accordés en temps opportun.

## AUTRES ACTUALITÉS

Le 15 octobre, la société a annoncé qu'elle allait de l'avant avec la fusion de Enbridge Gas Distribution Inc. et de Union Gas Limited, ses deux services publics de distribution de gaz naturel en Ontario. La fusion, aux termes d'un nouveau cadre réglementaire à tarif d'encouragement approuvé par la Commission de l'énergie de l'Ontario, est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Le nouveau cadre permettra une amélioration marquée de l'efficacité qui profitera tant aux usagers qu'aux actionnaires, tout en continuant de mettre l'accent sur la distribution de l'énergie en toute sécurité et avec fiabilité.

Le 11 décembre, la société a annoncé de nouveaux investissements de capitaux de croissance d'une valeur de 1,8 G\$ :

- Pipeline Gray Oak – Enbridge investira 600 M\$ US pour une participation de 22,75 % dans le pipeline de liquides Gray Oak, qui assurera la livraison de pétrole brut léger depuis le Bassin permien jusqu'à Corpus Christi et d'autres marchés. Le pipeline Gray Oak est actuellement en construction. Il devrait être mis en service vers la fin de 2019, contribuer aux perspectives de croissance au-delà de 2020 et représenter un élément important de la nouvelle stratégie de Enbridge quant aux infrastructures de pipelines de liquides sur la côte américaine du golfe du Mexique.
- Terminal et pipeline de Cheecham – Enbridge a fait l'acquisition, en contrepartie de 265 M\$, du pipeline de liquides et du terminal existants reliés aux installations de sables bitumineux de Leismer de Athabasca Oil Corporation faisant appel à la technologie de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »). Ces actifs sont en synergie puisqu'ils sont reliés aux installations terminales et pipelinières existantes de Enbridge dans la région.
- Projets d'expansion du secteur Transport de gaz – Enbridge investira environ 800 M\$ dans le cadre de quatre projets d'expansion dans le secteur Transport de gaz dont l'entrée en service est prévue entre 2020 et 2023. Le pipeline extracôtier Vito assurera un service pour les activités au large de la côte du golfe du Mexique de Shell. Le projet d'expansion de la canalisation latérale de Cameron reliera l'est du Texas aux installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. De plus, les pipelines Gulfstream et Sabal Trail desservant la Floride feront tous deux l'objet de travaux d'expansion supplémentaires (phase VI et phases 2 et 3 respectivement). Tous ces projets d'expansion sont appuyés par des ententes commerciales d'achat ferme à long terme.

En janvier 2019, la société a obtenu des projets de croissance de services publics et de pipelines attrayants et à faible risque pour un montant supplémentaire de 0,3 G\$ :

- Projet de transport reliant l'Est et l'Ouest (EWT) - Enbridge s'est associée à un chef de file du secteur du transport pour construire une ligne de transport entre Wawa et Thunder Bay qui augmentera la capacité d'approvisionnement en électricité de la région du Nord-est de l'Ontario. Le projet EWT a récemment obtenu de la province d'Ontario le droit exclusif de procéder à la construction et il a aussi obtenu en février 2019 l'autorisation de construction de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Enbridge détient actuellement une participation de 25 % dans EWT et prévoit, pour sa part du projet, investir quelque 0,2 G\$. Le projet est soutenu par un cadre de financement du coût de service et devrait être mis en service vers la fin de 2021.
- Pipeline Generation – Enbridge a annoncé que son placement dans Nexus lui procurait une occasion intéressante d'acquérir le pipeline Generation d'une capacité de

355 millions de pieds cubes par jour qui assurera une interconnexion avec Nexus. La part de Enbridge dans l'acquisition s'élève à environ 0,1 G\$ US, et le pipeline est entièrement sous contrat prévoyant des ententes à long terme. Cette acquisition permet à la société d'étendre son empreinte en approvisionnement en gaz naturel des producteurs d'énergie et des clients industriels situés dans le Nord de l'Ohio.

## **SIMPLIFICATION DE LA STRUCTURE DE L'ENTREPRISE**

Au quatrième trimestre, la société a fait l'acquisition, au moyen d'opérations de regroupement distinctes, de la totalité des titres de capitaux propres en circulation de Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF »), de Enbridge Energy Partners L.P. (« EEP »), de Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEQ ») et de Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») dont elle n'était pas propriétaire véritable. Ces acquisitions sont intéressantes sur les plans stratégique et économique pour les actionnaires de Enbridge et elles procurent de grands avantages, notamment :

- Participation accrue dans ses entreprises essentielles et renforcement de son profil comme un leader à faible risque dans l'industrie.
- Progression marquée de la stratégie de Enbridge visant à simplifier et à rationaliser sa structure organisationnelle, ce qui rehausse la transparence de ses solides actifs générateurs de liquidités.
- Maintien d'une plus grande proportion des liquidités générées par les actifs pour soutenir une couverture élevée des dividendes et une croissance autofinancée.
- Amélioration du profil de crédit de Enbridge par l'élimination des distributions auprès du public des entités détenues à titre de promoteur et par la réduction de la subordination structurelle des titres d'emprunt de la société mère de Enbridge.
- Avantages marqués dans les perspectives de Enbridge postérieurement à 2020, principalement en raison des synergies en matière d'optimisation fiscale.

## **MISE À JOUR SUR LA VENTE D'ACTIFS ET LE FINANCEMENT**

La société a conclu des ententes visant la vente d'actifs non essentiels de plus de 7,8 G\$ en 2018, chiffre bien supérieur à l'objectif de 3 G\$ énoncé dans le programme de financement. La société a désormais reçu des produits de près de 5,7 G\$ de la vente d'actifs, et le solde des produits est attendu vers le milieu de 2019. Ces fonds procureront à la société une souplesse financière beaucoup plus grande pour raffermir davantage son bilan et financer son programme de croissance garanti. En fin d'exercice, le ratio dette consolidée/BAIIA de la société était de 4,7 fois pour les 12 derniers mois. Ce ratio est conforme avec ses paramètres de crédit à long terme révisés de 4,5 fois, un taux bien inférieur au ratio dette/BAIIA de 5,0 fois.

Le 25 janvier 2019, Moody's Investors Service a annoncé la révision à la hausse de la notation accordée aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de Enbridge Inc., qui passe à Baa2 avec perspectives positives. Standard & Poors, Fitch et DBRS ont récemment réitéré la notation de respectivement BBB+, BBB+ et BBB élevée pour les titres d'emprunt de premier rang non garantis de Enbridge Inc.

Compte tenu des progrès au titre de la réduction de l'endettement, la société a annoncé au quatrième trimestre qu'elle suspendrait son programme de réinvestissement des dividendes à compter du paiement de dividendes du 1<sup>er</sup> décembre 2018, soit plus tôt que prévu. Par conséquent, la croissance de la société sera entièrement autofinancée et elle n'aura plus besoin de faire appel à des capitaux externes pour appuyer son programme de croissance à l'avenir.

Par ailleurs, le rachat des entités détenues à titre de promoteur a permis de simplifier la structure et la stratégie de financement de la dette de la société. La société a pris un certain nombre de mesures à ce titre :

- Échange de titres d'emprunt le 21 décembre 2018 aux termes duquel des titres d'emprunt à long terme de 1,6 G\$ émis par Enbridge Income Fund (le « fonds ») ont été échangés contre des billets de Enbridge Inc. assortis de coupons et de durées jusqu'à l'échéance identiques; la société entend mettre fin au financement externe de la dette par le fonds.
- Modification de certaines clauses restrictives des conventions de fiducie de EEP et de SEP et conclusion le 22 janvier 2019 d'un accord de garantie réciproque aux termes duquel les obligations de EEP et de SEP à l'égard de l'encours de leur dette à terme de premier rang sont garanties par Enbridge Inc. en échange de la garantie par SEP et par EEP des obligations de Enbridge Inc. à l'égard de sa dette à terme de premier rang; la société entend mettre fin au financement externe de la dette par EEP et SEP.
- Rachat de billets subordonnés de rang inférieur de EEP d'un montant de 400 M\$ US, dont la réalisation devrait avoir lieu d'ici la fin de février 2019.

La société estime que ces modifications à la structure du financement de sa dette et à sa stratégie de financement ont considérablement réduit la subordination structurelle, rehausseront le profil de crédit des sociétés du groupe Enbridge sur une base consolidée et réduiront son coût en capital à plus long terme.

## **PRÉVISIONS ET PERSPECTIVES DE CROISSANCE À LONG TERME**

À l'occasion de la conférence à l'intention des investisseurs de décembre 2018, Enbridge a souligné que ses principales priorités stratégiques pour 2019 et par la suite demeurent pour l'essentiel inchangées :

- Importance accordée à la sécurité, à la fiabilité d'exploitation et à la performance environnementale des réseaux de la société et services de transport efficaces et économiques pour nos clients.
- Exécution soutenue du programme d'investissement garanti pour alimenter la croissance des FTD par action d'ici 2020.
- Accent mis sur la croissance des entreprises essentielles par le truchement de prolongements et d'expansions du pipeline de liquides, du secteur de transport de gaz et des concessions de distribution de gaz naturel afin de poursuivre la croissance au-delà de 2020.
- Maintien d'un solide bilan et d'une grande souplesse financière pour la mise en service des projets de croissance garantis.
- Maintien d'une démarche rigoureuse de déploiement des capitaux afin de maximiser la valeur pour les actionnaires.

La société a réitéré ses objectifs pour 2019 et 2020, visant le milieu de la fourchette des objectifs de FTD par action de respectivement 4,45 \$ et 5,00 \$. Compte tenu de ces excellentes perspectives, Enbridge a annoncé une majoration du dividende de 10 % pour 2019 et prévoit une autre hausse de 10 % en 2020. Le dividende trimestriel de 2019, soit 0,738 \$ par action, sera versé le 1<sup>er</sup> mars 2019 aux actionnaires inscrits le 15 février 2019.

Au-delà de 2020, Enbridge prévoit atteindre une croissance annuelle des FTD par action se situant entre 5 % et 7 %, du fait des attrayantes perspectives de croissance interne de ses trois entreprises essentielles; cette croissance pourra être autofinancée par les flux de trésorerie générés par ces entreprises et en fonction d'un endettement se situant à l'intérieur des fourchettes cibles en vue d'assurer le maintien de notations de très bonne qualité.

## RÉSULTATS FINANCIERS DU QUATRIÈME TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE 2018

Le tableau ci-après résume le BAIIA par secteur, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de la société comptabilisés conformément aux PCGR pour le quatrième trimestre et l'exercice 2018.

### BAIIA PAR SECTEUR ET RENTRÉES DE TRÉSORERIE LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION CONFORMES AUX PCGR

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	978	1 555	5 331	6 395
Transport de gaz et services intermédiaires	1 254	(3 532)	2 334	(1 269)
Distribution de gaz	449	453	1 711	1 390
Énergie verte et transport	83	102	369	372
Services énergétiques	374	(252)	482	(263)
Éliminations et divers	(340)	(149)	(708)	(337)
<b>BAIIA</b>	<b>2 798</b>	<b>(1 823)</b>	<b>9 519</b>	<b>6 288</b>
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 089</b>	<b>207</b>	<b>2 515</b>	<b>2 529</b>
<b>Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>2 503</b>	<b>1 341</b>	<b>10 502</b>	<b>6 658</b>

Aux fins d'évaluation de sa performance, la société ajuste le bénéfice, le BAIIA par secteur et les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation comptabilisés conformément aux PCGR pour en exclure les facteurs inhabituels, non récurrents et hors exploitation, ce qui permet à la direction et aux investisseurs de comparer avec plus d'exactitude la performance de la société d'une période à l'autre en fonction de la normalisation des éléments qui ne sont pas représentatifs de la performance commerciale sous-jacente. Ces données sont présentées dans les tableaux ci-après. Les rapprochements du BAIIA, du BAIIA ajusté, du BAIIA ajusté par secteur, du bénéfice ajusté, du bénéfice ajusté par action ordinaire et des FTD avec leurs équivalents les plus proches selon les PCGR sont fournis en annexe à la fin du présent communiqué.

## FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	1 728	1 482	6 617	5 484
Transport de gaz et services intermédiaires	952	1 020	4 068	3 350
Distribution de gaz	452	450	1 726	1 379
Énergie verte et transport	98	109	435	379
Services énergétiques	73	(21)	167	(52)
Éliminations et divers	17	(77)	(164)	(223)
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>3 320</b>	<b>2 963</b>	<b>12 849</b>	<b>10 317</b>
Investissements de maintien	(361)	(345)	(1 144)	(1 261)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(675)	(665)	(2 735)	(2 421)
Impôts sur les bénéfices exigibles <sup>1</sup>	(156)	(49)	(384)	(154)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(281)	(272)	(1 182)	(1 042)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites <sup>1</sup>	51	118	318	279
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(84)	(364)	(330)
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>2</sup>	51	25	208	196
Autres ajustements hors trésorerie	10	50	52	30
<b>FTD</b>	<b>1 863</b>	<b>1 741</b>	<b>7 618</b>	<b>5 614</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation</b>	<b>1 806</b>	<b>1 652</b>	<b>1 724</b>	<b>1 525</b>

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

<sup>2</sup> Comprend la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats sur les droits de rattrapage et d'ententes similaires donnant lieu à des produits reportés.

Les FTD du quatrième trimestre de 2018 ont augmenté de 122 M\$ comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de cette croissance d'un trimestre à l'autre se résument comme suit :

- Augmentation du BAIIA ajusté principalement attribuable au solide rendement commercial et à l'apport accru de nouveaux projets entrés en service dans divers secteurs depuis le quatrième trimestre de l'exercice précédent, compensés en partie par l'absence du BAIIA des actifs vendus du secteur Transport de gaz et services intermédiaires en 2018. Pour un complément d'information sur le rendement des secteurs, se reporter à la rubrique *BAIIA ajusté par secteur*.

Ces facteurs ont été partiellement annulés par ce qui suit :

- Hausse des investissements de maintien, principalement dans le secteur Transport de gaz et services intermédiaires reflétant un déplacement du moment des investissements de maintien au quatrième trimestre, annulée en partie par l'absence d'investissements de maintien pour la partie des activités des entreprises de traitement de gaz au Canada et aux États-Unis vendue au second semestre de 2018.
- Accroissement des impôts exigibles, en partie en raison de la hausse du bénéfice avant impôts généré par les secteurs en exploitation.

- Diminution des distributions en trésorerie en excédent de la quote-part du bénéfice des satellites attribuable à une hausse de la quote-part du bénéfice des satellites découlant d'un rendement sous-jacent plus élevé qui ne s'est pas traduite par une augmentation correspondante des distributions en trésorerie pour le trimestre ainsi qu'à l'absence de distributions sur un actif vendu en 2018.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les FTD se sont accrus de 2 004 M\$ comparativement à la période correspondante de 2017. Cette hausse est en grande partie attribuable au moment de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017; les résultats de 2017 rendent compte de l'apport des actifs de Spectra Energy sur dix mois seulement, alors que les résultats de 2018 rendent compte de l'apport de ces actifs sur 12 mois.

<b>BÉNÉFICE AJUSTÉ</b>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	<b>2018</b>	2017	<b>2018</b>	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAlIA ajusté	<b>3 320</b>	2 963	<b>12 849</b>	10 317
Amortissement	<b>(794)</b>	(764)	<b>(3 246)</b>	(3 152)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	<b>(656)</b>	(638)	<b>(2 637)</b>	(2 305)
Impôts sur les bénéfices <sup>1</sup>	<b>(421)</b>	(252)	<b>(1 122)</b>	(805)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>1</sup>	<b>(188)</b>	(212)	<b>(909)</b>	(743)
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(95)</b>	(84)	<b>(367)</b>	(330)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 166</b>	1 013	<b>4 568</b>	2 982
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,65</b>	0,61	<b>2,65</b>	1,96

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

Le bénéfice ajusté a augmenté de 153 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, comparativement à la période correspondante de 2017. Les principaux éléments expliquant la croissance d'un trimestre à l'autre sont résumés ci-après :

- Augmentation du BAlIA ajusté principalement attribuable au solide rendement commercial et à l'apport accru de nouveaux projets entrés en service dans divers secteurs depuis le quatrième trimestre de l'exercice précédent. Pour un complément d'information sur le rendement des secteurs, se reporter à la rubrique *BAlIA ajusté par secteur*.
- Baisse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle à la suite du rachat par Enbridge des titres détenus par le public des entités détenues à titre de promoteur au moyen d'opérations distinctes au quatrième trimestre de 2018.

Ces facteurs ont été partiellement annulés par ce qui suit :

- Augmentation de la charge d'amortissement en raison de la mise en service de nouveaux actifs, compensée en partie par la cessation de la comptabilisation d'une charge d'amortissement pour les actifs ayant été classés comme détenus en vue de la vente ou ayant été vendus en 2018.
- Hausse de la charge d'impôts attribuable en partie à l'accroissement du bénéfice avant impôts.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, le bénéfice ajusté par action s'est accru de 0,04 \$ par rapport au quatrième trimestre de 2017. Cette augmentation rend compte des facteurs susmentionnés, compensés en partie par le nombre moyen d'actions en circulation plus élevé à la suite du placement d'environ 33 millions d'actions ordinaires de la société en décembre 2017. Par ailleurs, au quatrième trimestre de 2018, la société a émis près de 297 millions d'actions ordinaires pour acquérir, au moyen d'opérations distinctes, tous les titres de capitaux propres en circulation des entités détenues à titre de promoteur que Enbridge ne détient pas en propriété véritable.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le bénéfice ajusté a progressé de 1 586 M\$ comparativement à la période correspondante de 2017. L'augmentation est essentiellement attribuable au moment de l'opération de fusion. Par conséquent, les résultats de 2017 rendent compte de l'apport des actifs de Spectra Energy pour dix mois seulement.

Le bénéfice ajusté par action de l'exercice clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 0,69 \$ par rapport à celui de 2017. Cette augmentation rend compte des facteurs susmentionnés, annulés en partie par la hausse du nombre moyen d'actions en circulation. Les résultats de 2018 reflètent l'incidence sur un exercice complet des actions émises dans le cadre de l'opération de fusion et de l'émission de 33 millions d'actions dans le cadre d'un placement subséquent en décembre 2017. Par ailleurs, l'émission d'actions additionnelles en décembre 2018 dans le cadre des opérations d'acquisition des entités détenues à titre de promoteur a influé sur l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions.

## BAlIA AJUSTÉ PAR SECTEUR

### OLÉODUCS

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2017	31 décembre	2017
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal au Canada	572	367	2 105	1 342
Réseau de Lakehead	425	441	1 742	1 786
Réseau régional des sables bitumineux	209	182	851	600
Réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent	201	200	709	681
Autres <sup>1</sup>	321	292	1 210	1 075
<b>BAlIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>1 728</b>	<b>1 482</b>	<b>6 617</b>	<b>5 484</b>

### Données d'exploitation

(livraisons moyennes – en milliers de b/j)

Réseau principal au Canada <sup>3</sup>	2 685	2 586	2 631	2 530
Réseau de Lakehead <sup>4</sup>	2 833	2 724	2 775	2 673
Réseau régional des sables bitumineux <sup>5</sup>	1 856	1 392	1 830	1 301
Tarif international conjoint (« TIC »)	4,15 \$	4,07 \$	4,11 \$	4,06 \$
Droits locaux sur le réseau de Lakehead	2,23 \$	2,43 \$	2,27 \$	2,47 \$
Droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada	1,92 \$	1,64 \$	1,84 \$	1,59 \$
Répartition sur le réseau principal au Canada <sup>6</sup>	45 %	10 %	45 %	20 %
Taux de change effectif du réseau principal au Canada	1,27 \$	1,07 \$	1,26 \$	1,06 \$

1 Le poste « Autres » comprend le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken et les pipelines d'aménée et autres.

2 Un rapprochement du BAlIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

3 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.

4 Le débit du réseau de Lakehead correspond aux livraisons sur le réseau principal dans le Midwest des États-Unis et dans l'est du Canada.

5 Les volumes visent la canalisation principale d'Athabasca, la canalisation double d'Athabasca, le pipeline Waupisoo et le pipeline Woodland et ne comprennent pas les canalisations latérales du réseau régional des sables bitumineux.

6 Répartition importante sur le réseau principal au Canada.

Le BAlIA ajusté du secteur Oléoducs a augmenté de 246 M\$ au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre se résument comme suit :

- Apport accru du réseau principal au Canada principalement attribuable au débit soutenu, en partie favorisé par le maintien des initiatives d'optimisation du réseau à l'appui de la croissance de la production des sables bitumineux. Hausse des droits repères résiduels moyens du réseau principal au Canada aux termes du TIC ainsi que majoration des taux de couverture du change utilisés pour comptabiliser les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains.
- Débit accru du réseau de Lakehead qui a été plus que neutralisé par une baisse des droits locaux sur ce réseau découlant principalement d'une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, ce qui a réduit le coût du service intégré dans les droits s'appliquant aux expansions d'installations entreprises par le passé.

- Croissance du réseau régional des sables bitumineux stimulée par les apports des nouveaux projets mis en service vers la fin de 2017, plus particulièrement le prolongement du pipeline de Wood Buffalo.
- Croissance dans l'unité Autres attribuable au débit accru sur le réseau pipelinier Bakken.
- Constatation en dollars canadiens du BAIIA ajusté du secteur Oléoducs. Conversion du BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains à un taux de change supérieur entre le dollar américain et le dollar canadien au quatrième trimestre de 2018 (1,32 \$ CA/\$ US) comparativement à la période correspondante de 2017 (1,27 \$ CA/\$ US). Le bénéfice libellé en dollars américains est en partie couvert par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les règlements d'instruments de couverture compensatoires sont comptabilisés au sein de l'unité Éliminations et divers.

Le BAIIA ajusté du secteur Oléoduc a progressé de 1 133 M\$ pour l'exercice 2018 comparativement à l'exercice 2017. Les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre tiennent compte des mêmes facteurs que ceux énumérés ci-dessus dans l'analyse des résultats du quatrième trimestre ainsi que de ceux qui suivent :

- Apport sur un exercice complet des nouveaux actifs mis en service en 2017, dont le projet d'agrandissement de Wood Buffalo, le doublement du pipeline d'Athabasca et le réseau pipelinier Norlite, et l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken.
- Hausse des produits tirés du transport découlant de l'augmentation des volumes d'achats fermes et des volumes au comptant du pipeline Flanagan Sud imputable à la forte demande de la côte américaine du golfe du Mexique.
- Apport pour l'exercice complet du réseau Express-Platte, dont l'acquisition a eu lieu dans le cadre de l'opération de fusion.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
US Gas Transmission	646	650	2 625	2 215
Transport de gaz et services intermédiaires au Canada	149	196	755	575
Alliance Pipeline	59	56	228	205
Secteur intermédiaire aux États-Unis	54	69	319	218
Autres	44	49	141	137
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>952</b>	<b>1 020</b>	<b>4 068</b>	<b>3 350</b>

<sup>1</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires a diminué de 68 M\$ au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre sont résumés ci-après :

- BAIIA ajusté de US Gas Transmission qui rend compte des apports accrus des nouveaux projets d'investissement entrés en service en 2018, y compris NEXUS et Valley Crossing, mis en service au milieu du quatrième trimestre, annulés en partie par le moment des coûts de transaction dont la pondération a été plus lourde au quatrième trimestre de 2018 qu'en 2017.

- Activités de transport de gaz au Canada qui rendent compte de l'absence de BAIIA de l'entreprise canadienne de collecte et de traitement de gaz naturel assujettie à la réglementation provinciale qui a été vendue le 1<sup>er</sup> octobre 2018. La vente du reste des actifs réglementés par l'Office devrait se conclure au milieu de 2019. Le recul du BAIIA a été en partie contré par les nouveaux actifs mis en service en 2018, notamment l'agrandissement des réseaux pipeliniers High Pine et Wyndwood et une gestion plus efficace des coûts d'exploitation.
- BAIIA ajusté du secteur intermédiaire aux États-Unis reflétant l'absence de BAIIA de Midcoast Operating, L.P., dont la vente a eu lieu le 1<sup>er</sup> août 2018.
- Constatation en dollars canadiens du BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Conversion du BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains à un taux de change supérieur entre le dollar américain et le dollar canadien au quatrième trimestre de 2018 (1,32 \$ CA/\$ US) comparativement à la période correspondante de 2017 (1,27 \$ CA/\$ US). Le bénéfice libellé en dollars américains est en partie couvert par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les règlements d'instruments de couverture compensatoires sont comptabilisés au sein de l'unité Éliminations et divers.

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires a augmenté de 718 M\$ pour l'exercice 2018 comparativement à l'exercice 2017. Les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre tiennent compte des mêmes facteurs que ceux énumérés ci-dessus dans l'analyse des résultats du quatrième trimestre ainsi que de ceux qui suivent :

- Apport pour l'exercice complet des actifs de transport de gaz acquis dans le cadre de l'opération de fusion.
- Bénéfice ajusté de US Gas Transmission qui rend compte des apports accrus des nouveaux projets d'investissement mis en service en 2017 et en 2018, y compris Sabal Trail, le prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest, les projets d'expansion des marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et Atlantic Bridge, annulés en partie par la hausse des frais d'exploitation.
- Alliance Pipeline ayant tiré profit de la hausse des produits saisonniers garantis et des produits du service interruptible résultant de l'élargissement des différentiels de base.
- Secteur intermédiaire aux États-Unis ayant profité d'un débit plus élevé, d'une augmentation du prix des marchandises et de marges de fractionnement supérieures aux installations de Aux Sable et de DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »).

## DISTRIBUTION DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	191	201	803	701
Union Gas Limited (« Union Gas »)	217	208	782	551
Autres	44	41	141	127
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>452</b>	<b>450</b>	<b>1 726</b>	<b>1 379</b>

### Données d'exploitation

<b>EGD</b>				
Volumes (en milliards de pieds cubes)	141	135	449	421
Nombre de clients actifs (en milliers) <sup>3</sup>	2 216	2 190	2 216	2 190
Degrés-jours de chauffage <sup>4</sup>				
Chiffres réels	1 332	1 285	3 728	3 499
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	1 246	1 226	3 642	3 639
<b>Union Gas<sup>2</sup></b>				
Volumes (en milliards de pieds cubes)	391	370	1 372	944
Nombre de clients actifs (en milliers) <sup>3</sup>	1 497	1 475	1 497	1 475
Degrés-jours de chauffage <sup>4</sup>				
Chiffres réels	1 463	1 433	4 147	2 688
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	1 376	1 377	4 064	2 636

<sup>1</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

<sup>2</sup> Sont prises en compte les données postérieures à l'opération de fusion.

<sup>3</sup> Nombre de clients actifs à la fin de la période de présentation.

<sup>4</sup> 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 concession de EGD et de 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.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution de gaz varie habituellement en fonction des saisons. Il est généralement plus élevé aux premier et quatrième trimestres en raison de l'utilisation de volumes supérieurs durant la saison de chauffage et moins élevé au troisième trimestre puisque les volumes sont généralement inférieurs pendant l'été. L'ampleur des fluctuations saisonnières du BAIIA varie d'un exercice à l'autre puisqu'elle reflète l'incidence des températures plus chaudes ou plus froides que la normale sur les volumes acheminés au cours d'un trimestre donné.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution de gaz a augmenté de 2 M\$ au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre sont résumés ci-après :

- Hausse du bénéfice attribuable aux projets d'expansion et charges de distribution supérieures découlant d'augmentations de la base tarifaire ainsi que de l'accroissement de la clientèle, atténuée par la hausse du partage du bénéfice de EGD en raison du bénéfice supérieur réalisé en 2018.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution de gaz a progressé de 347 M\$ pour l'exercice 2018 comparativement à l'exercice 2017. Les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre tiennent compte des mêmes facteurs que ceux énumérés ci-dessus dans l'analyse des résultats du quatrième trimestre ainsi que de ceux qui suivent :

- Apport pour l'exercice complet des actifs de Union Gas acquis dans le cadre de l'opération de fusion.
- Températures plus froides que la normale dans la zone de concession de la société en 2018 donnant lieu à une utilisation accrue comparativement à 2017.

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2018, le BAIIA ajusté de EGD et de Union Gas a affiché une augmentation de 35 M\$ en raison des températures plus froides que la normale dans la zone de concession par rapport aux hypothèses servant à établir les tarifs facturés aux consommateurs qui sont fondées sur des températures normales.

EGD et Union Gas ont fusionné le 1<sup>er</sup> janvier 2019. La société issue de la fusion poursuit depuis ses activités sous le nom de Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas »). Les résultats financiers de Enbridge Gas après la fusion refléteront la performance combinée des deux anciennes sociétés de services publics.

La société a conclu une entente visant la vente de Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick et de St. Lawrence Gas Company Inc., sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et du respect d'autres conditions de clôture habituelles, les transactions devant avoir lieu en 2019.

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>98</b>	109	<b>435</b>	379

<sup>1</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

Le BAIIA ajusté du secteur Énergie verte et transport a diminué de 11 M\$ au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre sont résumés ci-après :

- Baisse du régime des vents pour l'ensemble des installations éoliennes terrestres.
- Problèmes d'exploitation mineurs à certains parcs éoliens ayant donné lieu à une production inférieure aux prévisions.
- Recul du BAIIA en partie annulé par l'apport du projet extracôtier Rampion devenu pleinement opérationnel au deuxième trimestre de 2018.

Le BAIIA ajusté du secteur Énergie verte et transport a augmenté de 56 M\$ pour l'exercice 2018 par rapport à 2017. Les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre sont résumés ci-après :

- Hausse du régime des vents et baisse des charges d'exploitation pour l'ensemble des parcs éoliens, principalement au cours des neuf premiers mois de 2018.
- Apport du projet extracôtier Rampion devenu pleinement opérationnel au deuxième trimestre de 2018.
- Règlement d'arbitrage favorable de 11 M\$ découlant d'une demande d'indemnisation.

Le 1<sup>er</sup> août 2018, la société a conclu une opération visant la vente d'une participation de 49 % dans certains actifs terrestres d'énergie renouvelable situés en Amérique du Nord et d'une participation de 49 % dans deux projets d'énergie éolienne extracôtiers en cours d'aménagement en Allemagne (collectivement, les « actifs d'énergie renouvelable JV »). Enbridge maintient une participation de contrôle de 51 % dans les actifs d'énergie renouvelable JV et continue d'assurer la gestion et l'exploitation des actifs et de fournir des services administratifs connexes. Les résultats consolidés générés par ces actifs continueront d'être comptabilisés dans les résultats du secteur Énergie verte et transport. Le bénéfice et les flux de trésorerie attribuables à de tiers investisseurs dans ces actifs seront comptabilisés en tant que participations ne donnant pas le contrôle aux états consolidés des résultats et des flux de trésorerie distribuables de la société.

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>73</b>	(21)	<b>167</b>	(52)

<sup>1</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

Le BAIIA ajusté du secteur Services énergétiques a augmenté de respectivement 94 M\$ et 219 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice 2018 par rapport aux périodes correspondantes respectives de 2017, surtout en raison de l'élargissement des différentiels liés à l'emplacement du pétrole brut et du gaz naturel, ce qui a accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Exploitation et administration	82	(52)	55	(39)
Règlements de couvertures de change réalisés	(65)	(25)	(219)	(184)
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>17</b>	(77)	<b>(164)</b>	(223)

<sup>1</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

Les frais d'exploitation et d'administration attribuables à cette unité englobent le coût des services centralisés (y compris l'amortissement des actifs non sectoriels), déduction faite des montants recouverts auprès d'unités fonctionnelles pour la prestation de ces services. De plus, comme il a déjà été précisé, le bénéfice libellé en dollars américains de ce secteur est converti aux taux de change moyens du trimestre. L'effet de compensation des règlements effectués aux termes du programme de couverture du risque de change de la société est constaté dans les résultats de ce secteur.

Le BAIIA ajusté de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 94 M\$ au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre sont résumés ci-après :

- Moment du recouvrement de certaines charges d'exploitation et d'administration attribuées aux secteurs d'activité, dont la pondération a été plus lourde au quatrième trimestre.
- Pertes réalisées plus élevées sur les règlements de couverture du change au quatrième trimestre de 2018 attribuables au taux de couverture du change moins favorable cumulé au raffermissement du dollar américain comparativement au quatrième trimestre de 2017.

La perte ajustée avant intérêts, impôts et amortissement de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 59 M\$ pour l'exercice 2018 par rapport à l'exercice 2017. Les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre sont résumés ci-après :

- Synergies réalisées du fait de l'intégration des fonctions administratives, annulées en partie par la hausse des pertes réalisées sur les règlements de couverture du risque de change; perte accrue au moment du règlement découlant principalement d'un montant nominal moyen supérieur sur les couvertures de change en raison de la couverture du montant plus élevé du bénéfice et des flux de trésorerie libellés en dollars US à la suite de l'opération de fusion.

## CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE

Enbridge tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le 15 février 2019 à 9 h, heure de l'Est (7 h, heure des Rocheuses), pour faire le point sur la situation globale de la société et passer en revue les résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2018. Analystes, membres des médias et autres parties intéressées qui souhaitent y assister doivent composer sans frais le (877) 930-8043, ou le (253) 336-7522 en Amérique du Nord ou à l'extérieur de l'Amérique du Nord ainsi que le code d'accès 3577747#. La conférence sera diffusée en direct sur Internet à l'adresse <https://edge.media-server.com/m6/p/wxannnzi>. Elle sera aussi reprise sur le Web quelque deux heures après sa conclusion, et sa transcription pourra être consultée sur le site Web dans les 24 heures. On pourra entendre la conférence en reprise pendant une semaine après sa diffusion en composant sans frais le (855) 859-2056, ou le (404) 537-3406 en Amérique du Nord ou à l'extérieur de l'Amérique du Nord (code d'accès 3577747#).

Dans le cadre de la conférence téléphonique, l'équipe de direction présentera des remarques préparées. Suivra une période de questions et réponses à l'intention exclusive des analystes financiers et des investisseurs. Après la conférence téléphonique, les équipes des médias et des relations avec les investisseurs de Enbridge pourront répondre à toute autre question.

## **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 de 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 BAIIA prévu ou le BAIIA 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 FTD ou les FTD par action prévus; les flux de trésorerie futurs prévus; le rendement prévu des entreprises de la société; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les paramètres de crédit et le niveau de la dette par rapport au BAIIA prévus; 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; l'incidence prévue sur les flux de trésorerie 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 futures mesures que prendront les organismes de réglementation; les coûts prévus de correction des fuites et les indemnités d'assurance potentielles; 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; les opérations de rachat et les autres mesures de simplification de la structure de l'entreprise; les dividendes futurs estimatifs; la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes; les attentes concernant l'incidence de notre programme de couverture; et les attentes découlant de l'exécution de notre plan stratégique de 2018-2020.*

*Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis de 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 clôture et le moment des cessions; la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant de l'opération de fusion; les opérations de rachat et les autres mesures de simplification de la structure de l'entreprise; les lois gouvernementales; les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de l'exécution des projets d'investissement sur les flux de trésorerie futurs de la société; les notations; le financement des projets d'investissement; le BAIIA prévu ou le BAIIA 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 FTD et les FTD 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, les opérations de rachat et les autres mesures de simplification de la structure de l'entreprise, les FTD et les FTD futurs par action et 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 de Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de la concrétisation des avantages et synergies prévus à la suite de l'opération de fusion, des opérations de rachat et des autres mesures de simplification de la structure de l'entreprise, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, des modifications à la réglementation applicable à notre entreprise, des acquisitions et des cessions, 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 des marchandises, et d'autres facteurs, notamment les 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 de 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.

## **À PROPOS D'ENBRIDGE INC.**

*Enbridge Inc. est la première société nord-américaine d'infrastructures énergétiques dotée de plateformes commerciales stratégiques comprenant un réseau étendu de pipelines de pétrole brut, de liquides et de gaz naturel, des services publics réglementés de distribution de gaz naturel ainsi que des installations de production d'énergie renouvelable. La société livre en toute sécurité plus de 3 millions de barils de pétrole brut par l'entremise de son réseau principal et de son pipeline Express. Ce volume représente environ 62 % des exportations de pétrole brut canadien aux États-Unis. De plus, en desservant les principaux bassins d'approvisionnement et marchés, la société livre quelque 18 % de tout le gaz naturel consommé aux États-Unis. Les services publics réglementés de la société comptent environ 3,7 millions de clients de détail en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. De plus, Enbridge détient des participations dans des installations d'énergie renouvelable d'une capacité de production nette de plus de 1 700 MW en Amérique du Nord et en Europe. Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote des Bourses de Toronto et de New York sous le symbole ENB.*

*La raison d'être de Enbridge, qui a pour slogan « L'énergie, pour la vie », est d'alimenter la qualité de vie des Nord-Américains. Pour un complément d'information, consulter [www.enbridge.com](http://www.enbridge.com).*

***Aucune information contenue dans le site Web de Enbridge ou y étant reliée n'est intégrée par renvoi au présent communiqué ni n'en fait partie.***

### **PERSONNES-RESSOURCES POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION**

#### **Enbridge Inc. – Médias**

Jesse Semko

Sans frais : (888) 992-0997

Courriel : [media@enbridge.com](mailto:media@enbridge.com)

#### **Enbridge Inc. – Investisseurs**

Jonathan Gould

Sans frais : (800) 481-2804

Courriel : [investor.relations@enbridge.com](mailto:investor.relations@enbridge.com)

## DÉCLARATION DE DIVIDENDES

Notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-après. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> mars 2019 aux actionnaires inscrits le 15 février 2019.

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

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

2 Le taux du dividende variable sur les actions privilégiées de série C est ajusté chaque trimestre. Le montant des dividendes trimestriels de la série C a été majoré pour passer de 0,20342 \$ à 0,22685 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2018, de 0,22685 \$ à 0,22748 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2018, de 0,22748 \$ à 0,23934 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2018 et de 0,23934 \$ à 0,25459 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2018.

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

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

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

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

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

8 Le 1<sup>er</sup> juin 2018, le taux du dividende trimestriel de la série 19 a été majoré par rapport au premier dividende de 0,26850 \$ payable le 1<sup>er</sup> mars 2018 pour passer au taux de dividende trimestriel régulier de 0,30625 \$.

## **ANNEXES – RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Le présent communiqué renferme des références au BAIIA ajusté, au bénéfice ajusté, au bénéfice ajusté par action ordinaire et aux FTD. La direction est d'avis que ces mesures constituent des informations utiles pour les investisseurs et les actionnaires, puisque ces données contribuent à rehausser la transparence et donnent un meilleur aperçu de la performance de la société.

Le BAIIA ajusté représente le BAIIA après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation des données sectorielles et consolidées. La direction se sert du BAIIA ajusté pour établir ses cibles et évaluer la performance de la société et de ses secteurs d'exploitation.

Le bénéfice ajusté représente le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires après ajustement pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation pris en compte dans le BAIIA ajusté, ainsi que les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation relatifs à la charge d'amortissement, 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 sur une base consolidée. La direction se sert du bénéfice ajusté comme autre mesure de la capacité de la société de générer un bénéfice.

Les FTD sont définis comme étant les rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation avant l'incidence des 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 se sert des FTD pour évaluer la performance de la société et pour établir ses cibles de versement de dividendes.

Il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières non conformes aux PCGR prospectives avec les mesures conformes aux PCGR comparables en raison de la difficulté et de l'impraticabilité de l'estimation de certains éléments, plus particulièrement en ce qui a trait à certains passifs éventuels et aux gains et pertes hors trésorerie liés à la juste valeur d'instruments financiers dérivés non réalisés, de même qu'à l'évaluation de l'inefficacité des couvertures touchées par les variations du marché. Par conséquent, il n'est pas possible de fournir un rapprochement des mesures financières prospectives non conformes aux PCGR sans effort déraisonnable.

Nos mesures non conformes aux PCGR décrites ci-dessus sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« 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 fournissent un rapprochement des mesures non conformes aux PCGR avec les mesures conformes aux PCGR comparables.

## ANNEXE A RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAIIA AJUSTÉ ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

### BÉNÉFICE CONSOLIDÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	978	1 555	5 331	6 395
Transport de gaz et services intermédiaires	1 254	(3 532)	2 334	(1 269)
Distribution de gaz	449	453	1 711	1 390
Énergie verte et transport	83	102	369	372
Services énergétiques	374	(252)	482	(263)
Éliminations et divers	(340)	(149)	(708)	(337)
<b>BAIIA</b>	<b>2 798</b>	<b>(1 823)</b>	<b>9 519</b>	<b>6 288</b>
Amortissement	(794)	(775)	(3 246)	(3 163)
Charge d'intérêts	(661)	(852)	(2 703)	(2 556)
Impôts sur les bénéfices	(60)	3 515	(237)	2 697
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(99)	226	(451)	(407)
Dividendes sur les actions privilégiées	(95)	(84)	(367)	(330)
<b>Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>1 089</b>	<b>207</b>	<b>2 515</b>	<b>2 529</b>

### RAPPROCHEMENT DU BAIIA AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	1 728	1 482	6 617	5 484
Transport de gaz et services intermédiaires	952	1 020	4 068	3 350
Distribution de gaz	452	450	1 726	1 379
Énergie verte et transport	98	109	435	379
Services énergétiques	73	(21)	167	(52)
Éliminations et divers	17	(77)	(164)	(223)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>3 320</b>	<b>2 963</b>	<b>12 849</b>	<b>10 317</b>
Amortissement	(794)	(764)	(3 246)	(3 152)
Charge d'intérêts	(656)	(638)	(2 637)	(2 305)
Impôts sur les bénéfices	(421)	(252)	(1 122)	(805)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(188)	(212)	(909)	(743)
Dividendes sur les actions privilégiées	(95)	(84)	(367)	(330)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 166</b>	<b>1 013</b>	<b>4 568</b>	<b>2 982</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,65</b>	<b>0,61</b>	<b>2,65</b>	<b>1,96</b>

## RAPPROCHEMENT DU BAIIA ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>BAIIA</b>	<b>2 798</b>	<b>(1 823)</b>	<b>9 519</b>	<b>6 288</b>
Éléments d'ajustement :				
Variation (du gain) de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés	576	130	894	(1 109)
(Gain) perte à la vente d'actifs	(72)	9	35	9
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	125	4 552	2 211	4 552
(Gain) perte à la vente d'un pipeline et coûts de liquidation du projet	1	(6)	(27)	(99)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	60	70	203	354
Coûts de transaction	—	—	—	180
Coûts liés à la monétisation d'actifs	23	—	88	—
Ajustement des passifs réglementaires	(223)	—	(223)	—
Autres	32	31	149	142
<b>Total des éléments d'ajustement</b>	<b>522</b>	<b>4 786</b>	<b>3 330</b>	<b>4 029</b>
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>3 320</b>	<b>2 963</b>	<b>12 849</b>	<b>10 317</b>
Amortissement	(794)	(775)	(3 246)	(3 163)
Charge d'intérêts	(661)	(852)	(2 703)	(2 556)
Impôts sur les bénéfices	(60)	3 515	(237)	2 697
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(99)	226	(451)	(407)
Dividendes sur les actions privilégiées	(95)	(84)	(367)	(330)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Amortissement	—	11	—	11
Charge d'intérêts	5	214	66	251
Impôts sur les bénéfices	(361)	(3 767)	(885)	(3 502)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(89)	(438)	(458)	(336)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 166</b>	<b>1 013</b>	<b>4 568</b>	<b>2 982</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,65</b>	<b>0,61</b>	<b>2,65</b>	<b>1,96</b>

## ANNEXE B RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAIIA PAR SECTEUR ET BAIIA AJUSTÉ

### OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>1 728</b>	1 482	<b>6 617</b>	5 484
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(715)	94	(1 077)	875
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	(32)	—	(186)	—
Gain (perte) à la vente d'un pipeline et coûts de liquidation du projet	(1)	6	27	99
Coûts de correction de fuites, déduction faite des règlements de compagnies d'assurance	—	(1)	—	(10)
Coûts liés à l'expansion des projets	(1)	2	(4)	(4)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	(1)	(9)	(26)	(30)
Ajustement des passifs réglementaires	—	—	(20)	—
Autres	—	(19)	—	(19)
<b>Total des ajustements</b>	<b>(750)</b>	73	<b>(1 286)</b>	911
<b>BAIIA</b>	<b>978</b>	1 555	<b>5 331</b>	6 395

### TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>952</b>	1 020	<b>4 068</b>	3 350
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(1)	(8)	24	(1)
(Gain) perte à la vente d'actifs	72	—	(2)	—
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	—	(4 552)	(1 932)	(4 552)
Inspection de pipelines et autres	—	26	(2)	(8)
Ajustement des passifs réglementaires	223	—	223	—
Ajustement à la quote-part du bénéfice des satellites de DCP Midstream	11	(7)	(12)	(28)
Coûts de transaction	—	—	—	(6)
Coûts liés à la monétisation d'actifs	—	—	(20)	—
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	(3)	(11)	(13)	(24)
<b>Total des ajustements</b>	<b>302</b>	(4 552)	<b>(1 734)</b>	(4 619)
<b>Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement</b>	<b>1 254</b>	(3 532)	<b>2 334</b>	(1 269)

## DISTRIBUTION DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>452</b>	450	<b>1 726</b>	1 379
Variation du gain non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	3	3	6	16
Ajustement à la quote-part du bénéfice des satellites de Noverco Inc.	—	—	(9)	—
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	(6)	—	(12)	(5)
Total des ajustements	(3)	3	(15)	11
<b>BAIIA</b>	<b>449</b>	453	<b>1 711</b>	1 390

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>98</b>	109	<b>435</b>	379
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(1)	2	1	2
Perte à la vente d'actifs	—	(9)	(20)	(9)
Perte de valeur d'actifs de satellites	(14)	—	(47)	—
Total des ajustements	(15)	(7)	(66)	(7)
<b>BAIIA</b>	<b>83</b>	102	<b>369</b>	372

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts, impôts et amortissement</b>	<b>73</b>	(21)	<b>167</b>	(52)
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	394	(222)	408	(200)
Réduction de valeur des stocks	(93)	—	(93)	—
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	—	(1)	—	(3)
Autres	—	(8)	—	(8)
Total des ajustements	301	(231)	315	(211)
<b>Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement</b>	<b>374</b>	(252)	<b>482</b>	(263)

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts, impôts et amortissement	17	(77)	(164)	(223)
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(256)	1	(256)	417
Perte de change intersociétés non réalisée	(12)	(9)	(23)	(29)
Perte de valeur d'actifs	—	(13)	(6)	(13)
Perte à la vente d'actifs	—	—	(13)	—
Coûts liés à la monétisation d'actifs	(23)	—	(68)	—
Coûts liés à l'expansion des projets	(6)	(2)	(11)	(23)
Coûts de transaction	—	—	—	(174)
Coûts de rachat des entités détenues à titre de promoteur	(10)	—	(15)	—
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	(50)	(49)	(152)	(292)
Total des ajustements	(357)	(72)	(544)	(114)
<b>Perte avant intérêts, impôts et amortissement</b>	<b>(340)</b>	<b>(149)</b>	<b>(708)</b>	<b>(337)</b>

## ANNEXE C

### RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – RENTRÉES DE TRÉSORERIE LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FTD

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	2 503	1 341	10 502	6 658
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation <sup>1</sup>	28	461	(915)	338
	2 531	1 802	9 587	6 996
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>2</sup>	(281)	(272)	(1 182)	(1 042)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(84)	(364)	(330)
Investissements de maintien <sup>3</sup>	(361)	(345)	(1 144)	(1 261)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Règlement d'instruments de couverture préalablement à l'émission <sup>4</sup>	—	431	—	431
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>5</sup>	51	25	208	196
Coûts de transaction	—	—	—	178
Ajustement des passifs réglementaires	(223)	—	(223)	—
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	59	81	248	359
Coûts liés à la monétisation d'actifs	23	—	107	—
Distributions de la quote-part du bénéfice des satellites en excédent du bénéfice cumulé	35	63	326	125
Autres éléments	125	40	55	(38)
<b>FTD</b>	<b>1 863</b>	<b>1 741</b>	<b>7 618</b>	<b>5 614</b>

1 Les variations des actifs et des passifs d'exploitation englobent les variations des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements.

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

3 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, défectueux ou achevant leur durée de vie utile). Aux fins des FTD, 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 ou les fonctions de service des biens existants.

4 Se rapporte à la résiliation de swaps de taux d'intérêt en raison de la moins grande probabilité d'émission de titres d'emprunt à long terme.

5 Comprend la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats sur les droits de rattrapage et d'ententes similaires donnant lieu à des produits différés.