



## COMMUNIQUÉ

### Enbridge Inc. annonce de solides résultats pour le quatrième trimestre et l'exercice 2019

**CALGARY, ALBERTA – le 14 février 2020** – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui les résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2019 et a présenté un compte rendu trimestriel.

#### POINTS SAILLANTS

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

- Bénéfice conforme aux PCGR de 5 322 M\$ ou 2,64 \$ par action ordinaire, comparativement à 2 515 M\$ ou 1,46 \$ par action ordinaire pour 2018
- Bénéfice ajusté de 5 341 M\$ ou 2,65 \$ par action ordinaire pour 2019, comparativement à 4 568 M\$ ou 2,65 \$ par action ordinaire pour 2018
- Bénéfice ajusté avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») de 13 271 M\$ pour 2019, comparativement à 12 849 M\$ pour 2018
- Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 9 398 M\$ pour 2019, comparativement à 10 502 M\$ pour 2018
- Flux de trésorerie distribuables (« FTD ») de 9 224 M\$ pour 2019, comparativement à 7 618 M\$ pour 2018
- Atteinte de l'extrémité supérieure de la fourchette de 4,30 \$ à 4,60 \$ des objectifs de FTD par action pour l'exercice
- Confirmation des objectifs de FTD par action de 4,50 \$ à 4,80 \$ pour 2020, ainsi que des perspectives de croissance à long terme de 5 % à 7 % des FTD par action, compte tenu d'un modèle d'autofinancement par actions
- Majoration de 9,8 % du dividende trimestriel à 0,81 \$ par action pour 2020, laquelle reflète l'excellent rendement opérationnel et financier et les perspectives de la société
- Livraison de 100 milliers de barils par jour (« kb/j ») attribuable aux travaux planifiés d'optimisation du réseau principal, qui a fourni une capacité de transport plus que nécessaire pour les producteurs de l'Ouest canadien
- Mise en service, au quatrième trimestre, de nouveaux projets d'une valeur de 7 G\$, dont le projet d'investissement de 0,7 G\$ US dans le pipeline Gray Oak, le projet éolien extracôtier Hohe See de 1,1 G\$ en Allemagne et le projet de remplacement de la canalisation 3 du tronçon canadien, en vertu d'une entente prévoyant des droits supplémentaires provisoires
- Dépôt de la demande réglementaire concernant la mise sous contrat du réseau d'oléoducs principal le 19 décembre, avec l'appui d'expéditeurs représentant plus de 70 % du débit actuel
- Le 3 février 2020, reconfirmation, de la part de la Minnesota Public Utilities Commission (« MPUC »), de l'attestation en ce qui a trait à l'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive portant sur le projet de remplacement de la canalisation 3, au certificat de nécessité et à l'approbation du tracé.

- Avancement de notre stratégie d’approvisionnement de GNL, avec l’annonce d’un contrat d’agrandissement de notre réseau en vue d’alimenter les installations de GNL d’Annova au port de Brownsville, au Texas, et d’ententes en vue d’acquiescer le projet de développement du pipeline Rio Bravo et d’alimenter les installations de GNL de Rio Grande
- Clôture de la deuxième phase de la vente dans le secteur intermédiaire au Canada, qui conclut avec succès le programme de vente d’actifs de 8 G\$ annoncé précédemment, et réalisation d’un ratio dette/BAIIA de 4,5 fois à la fin de l’exercice
- Annonce de la vente, pour 0,2 G\$, de l’oléoduc de raccordement Montana-Alberta, qui accroîtra davantage la souplesse financière

## COMMENTAIRE DU CHEF DE LA DIRECTION

« Enbridge a connu une année réussie en 2019, a déclaré Al Monaco, président et chef de la direction d’Enbridge. Notre modèle à faible risque axé sur les pipelines et les services publics a continué de se traduire par de solides résultats financiers et nous avons fait progresser nos priorités stratégiques dans plusieurs domaines. »

« Chacune de nos principales activités a dégagé d’excellents résultats en 2019, ce qui a donné lieu à des FTD par action se situant à l’extrémité supérieure de la fourchette prévisionnelle pour l’exercice. Le réseau d’oléoducs principal a enregistré un débit annuel record, nos gazoducs ont affiché un fort taux d’utilisation, et nous tirons parti des synergies créées par la fusion de nos activités axées sur les services publics en Ontario. En plus de dégager un rendement élevé pour notre entreprise, nous avons mis en service de nouveaux projets d’une valeur de 9 G\$, notamment le projet de remplacement du tronçon canadien de la canalisation 3. L’attention que nous portons à l’optimisation de notre entreprise de base et à l’exécution de notre programme de croissance garanti continue de dégager des flux de trésorerie fortement prévisibles et croissants et nous a permis d’accroître le dividende annuel pour nos actionnaires de façon exceptionnelle, soit de 10 % en 2019 et de 9,8 % en 2020. »

« Nous avons affiché une utilisation élevée et un solide rendement financier dans l’ensemble de nos activités, malgré un incident majeur qui s’est produit sur notre réseau de gaz naturel au Kentucky. La sécurité de nos réseaux demeure une priorité absolue et nous redoublons d’efforts pour nous assurer que nos pipelines demeurent les plus sûrs de l’industrie. »

« Dans le secteur Oléoducs, nous avons mené à bien notre plan d’optimisation du réseau principal en vue d’en augmenter le débit de 100 kb/j avant la fin de 2019. Nous prévoyons réaliser de nouveaux travaux d’optimisation du réseau principal afin de dégager un débit supplémentaire de 50 kb/j et nous nous préparons à l’agrandissement du pipeline Express en vue d’accroître le débit de 50 kb/j de plus en 2020. Ces mesures fourniront aux producteurs du BSOC une capacité supplémentaire d’au moins 200 kb/j dont ils ont grandement besoin. »

« En ce qui a trait au tronçon américain du projet de remplacement de la canalisation 3, la MNPUC a approuvé, le 3 février, l’EIE ainsi que le rétablissement du certificat de nécessité et d’approbation du tracé. Cette importante décision de la MNPUC rend compte de l’examen le plus complet jamais effectué à l’égard d’un projet de pipeline dans l’histoire du Minnesota, et confirme la nécessité de remplacer le pipeline. Nous continuerons de travailler en étroite collaboration avec l’État et les organismes fédéraux responsables de l’octroi des permis pour obtenir tous les permis nécessaires avant de commencer la construction. »

« Par ailleurs, après près de deux années d'intenses négociations avec nos expéditeurs, nous avons déposé l'offre de contrats visant notre réseau principal de liquides auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie »). L'offre de contrats d'accès prioritaire constitue une réponse directe aux demandes de nos expéditeurs et tient compte de leurs différents besoins. Ultimement, la conclusion de contrats visant le réseau principal permettra à tous les expéditeurs de disposer d'un accès prioritaire moyennant des droits concurrentiels, et favorisera une nouvelle hausse des rentrées nettes pour les producteurs du BSOC. Plus particulièrement, elle permet de garantir la demande à long terme pour le pétrole brut canadien, tout en assurant que tous les expéditeurs qui le souhaitent peuvent participer à un processus équitable et transparent d'appel de soumissions. Par exemple, nous avons rendu cette offre accessible aux petits producteurs en réduisant le volume minimum requis pour conclure un contrat et en introduisant un contrat d'exigences à des modalités très intéressantes. Nous nous attendons à ce que la Régie procède à un examen minutieux de la demande d'approbation de l'offre de contrats, ce qui nécessitera la collecte d'informations auprès d'Enbridge et de l'ensemble du secteur. Nous avons donc inclus dans notre demande 13 lettres provenant d'expéditeurs comptant pour largement plus que 70 % du débit actuel du réseau principal afin d'illustrer le soutien que nous recevons pour cette offre. »

« Nous avons aussi participé à l'avancement de notre stratégie visant à étendre notre chaîne de valeur intégrée de l'Ouest canadien jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Nous poursuivons notre projet de construction d'un terminal à Jones Creek, au Texas, lequel sera entièrement intégré à notre réseau pipelinier Seaway et fournira une connectivité et des services aux raffineries locales ainsi que des installations d'exportation. Par ailleurs, nous avons obtenu une option visant l'achat d'une participation directe dans un terminal d'exportation de pétrole extracôtier pour très gros transporteurs de brut afin de faire progresser la mise en œuvre de notre stratégie d'exportation d'énergie sur la côte américaine du golfe du Mexique. »

« Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires est en attente d'une décision de la FERC au sujet d'une entente de règlement liée à Texas Eastern et entamera un processus d'établissement des droits pour plusieurs autres pipelines cette année. Il s'agit là d'étapes importantes qui nous permettront d'ajuster les droits que nous facturons et d'établir le mode de recouvrement des coûts de modernisation futurs. »

« Nous avons également poursuivi davantage l'avancement de notre stratégie d'approvisionnement de GNL pour le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, en tirant parti de notre position actuelle dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique pour annoncer la conclusion d'ententes en vue d'alimenter les installations de GNL d'Annova et de Rio Grande et d'acquiescer le projet de développement du pipeline Rio Bravo. »

« Enfin, au quatrième trimestre, nous avons conclu la deuxième phase de la cession d'actifs du secteur intermédiaire au Canada, ce qui complète notre programme de vente d'actifs de 8 G\$. La vente de ces actifs non essentiels a permis de renforcer notre état de la situation financière et d'orienter nos activités sur notre modèle à faible risque axé sur les pipelines et les services publics. »

« Pour conclure, nous sommes satisfaits du rendement de la société pour 2019 et de l'exécution réussie du plan triennal que nous avons annoncé au début de 2017 après la fusion avec Spectra. Alors que nous nous tournons vers le nouveau plan triennal qui nous mènera à 2022, nos priorités stratégiques demeurent centrées sur l'optimisation de notre entreprise de base, l'exécution de notre programme de croissance garanti et l'expansion de nos entreprises par des investissements rentables dans les activités de concession. La combinaison d'un solide état de la situation financière, d'une affectation rigoureuse du capital et d'un modèle d'affaires à faible risque nous place en excellente position pour générer des rendements attrayants à long terme pour l'actionnaire », a conclu M. Monaco.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS

Les résultats financiers du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2019 sont résumés dans le tableau ci-après :

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<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	746	1 089	5 322	2 515
Bénéfice par action ordinaire conforme aux PCGR	0,37	0,60	2,64	1,46
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 993	2 503	9 398	10 502
BALIA ajusté <sup>1</sup>	3 186	3 320	13 271	12 849
Bénéfice ajusté <sup>1</sup>	1 228	1 166	5 341	4 568
Bénéfice ajusté par action ordinaire <sup>1</sup>	0,61	0,65	2,65	2,65
Flux de trésorerie distribuables <sup>1</sup>	2 051	1 863	9 224	7 618
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	2 018	1 806	2 017	1 724

<sup>1</sup> Mesures financières non conformes aux PCGR. Les tableaux présentant le rapprochement du BALIA ajusté, du bénéfice ajusté, du bénéfice ajusté par action ordinaire et des flux de trésorerie distribuables sont joints en annexe au présent communiqué.

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires conforme aux PCGR pour le quatrième trimestre de 2019 a diminué de 343 M\$, ou 0,23 \$ par action, par rapport à la période correspondante de 2018. La comparabilité d'une période à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'incidence de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation qui sont indiqués dans le tableau présentant le rapprochement qui est joint à l'Annexe A du présent communiqué.

Le bénéfice ajusté au quatrième trimestre de 2019 a augmenté de 62 M\$. Cette hausse est principalement attribuable aux solides résultats d'exploitation dans plusieurs unités fonctionnelles de la société et des nouveaux projets mis en service en 2019, contrebalancés en partie par le faible rendement du secteur Services énergétiques par suite du rétrécissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité. Le bénéfice ajusté par action a diminué de 0,04 \$ par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui reflète les mêmes facteurs opérationnels susmentionnés, en partie contrebalancés par l'augmentation du nombre d'actions qui s'explique par les actions ordinaires émises par la société aux fins du rachat, au quatrième trimestre de 2018, de participations dans ses entités détenues à titre de promoteur qui étaient auparavant détenues dans le public.

Le bénéfice ajusté de l'exercice 2019 a augmenté de 773 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2018. Cette hausse est attribuable aux solides résultats d'exploitation dans plusieurs unités fonctionnelles de la société ainsi que des nouveaux projets mis en service en 2019 et à la fin de 2018. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par la cession de certains actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires, qui comprennent la partie sous réglementation provinciale des actifs de collecte et de traitement du gaz naturel canadien vendus le 1<sup>er</sup> octobre 2018, ainsi que la cession de Midcoast Operating, L.P., vendue le 1<sup>er</sup> août 2018.

Les FTD ont totalisé 2 051 M\$ pour le quatrième trimestre, en hausse de 188 M\$ par rapport à la période correspondante de 2018, tandis que les FTD pour l'exercice 2019 se sont établis à 9 224 M\$, en hausse de 1 606 M\$ par rapport à ceux de 2018. Les hausses des FTD du quatrième trimestre et de l'exercice 2019 par rapport aux périodes correspondantes de 2018 sont largement attribuables aux facteurs opérationnels susmentionnés, ainsi qu'à la baisse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle à la suite du rachat par la société des titres détenus par le public de ses entités détenues à titre de promoteur.

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**

Au cours de l'exercice 2019, la société a mis en service des projets de croissance garantis de 9 G\$, dont des projets d'une valeur de 7 G\$ au quatrième trimestre. Ces projets renforcent la présence d'Enbridge dans tous les secteurs d'activités, en améliorant la sécurité du réseau principal d'oléoducs, en renforçant la position concurrentielle du secteur Oléoducs de la société sur la côte américaine du golfe du Mexique, en agrandissant et en prolongeant ses gazoducs, en achevant la réalisation de son plus grand projet éolien extracôtier en Europe et en effectuant des investissements dans son secteur des services publics afin de renforcer son réseau de distribution et de rejoindre de nouveaux clients. L'exécution réussie du programme de croissance garanti de la société en 2019 assure des bénéfices stables et une croissance des flux de trésorerie et favorise l'avancement des priorités stratégiques de la société.

Au quatrième trimestre, plusieurs projets ont été mis en service, notamment :

- Un projet d'investissement de 0,7 G\$ US dans le pipeline Gray Oak, qui fournit une capacité pipelinière supplémentaire de transport du pétrole brut hors de la formation d'Eagle Ford et du bassin permien et s'appuie sur des contrats d'achat ferme à long terme.
- Le projet éolien extracôtier Hohe See de 1,1 G\$ et son extension adjacente, qui sont entièrement opérationnels, dont la capacité combinée s'élève à 609 MW et qui sont intégralement garantis par un mécanisme de soutien des produits de 20 ans réglementé par le gouvernement.
- Le projet de remplacement du tronçon canadien de la canalisation 3 de 5,0 G\$ (dont il est question au paragraphe *Remplacement de la canalisation 3*).

Enbridge poursuit ses progrès quant à l'exécution de son programme de capitaux de croissance garanti de 11 G\$, qui porte notamment sur des projets à diverses étapes d'exécution dans tous les secteurs d'activités. Ces projets sont 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, et sont déployés sur de nombreux territoires.

### Stratégie à l'égard du GNL de la côte américaine du golfe du Mexique

Enbridge a annoncé hier qu'elle avait conclu une convention d'achat avec NextDecade visant l'acquisition du projet de développement du pipeline Rio Bravo. De plus, Enbridge et NextDecade ont négocié un accord préalable qui entrera en vigueur à la clôture de la transaction et aux termes duquel Enbridge assurera une capacité de transport ferme sur le pipeline Rio Bravo aux installations d'exportation de GNL de Rio Grande de NextDecade pour une durée minimale de vingt ans. Le coût en capital lié au pipeline est d'environ 1,2 G\$ US, et le projet comporte des possibilités d'expansion ultérieure sous réserve de l'obtention du FID et des spécifications de conception finale de l'installation de GNL.

La société a également annoncé qu'elle avait signé un accord préalable visant l'approvisionnement des installations de GNL d'Annova au port de Brownsville, au Texas, pour une durée minimale de vingt ans, au moyen de l'agrandissement du réseau existant de Valley Crossing. L'agrandissement sera soumis à l'obtention du FID pour les installations d'Annova. Le coût en capital de l'agrandissement devrait s'élever à environ 0,5 G\$ US, sous réserve des spécifications de conception finale des installations de GNL.

### Remplacement de la canalisation 3

Le projet de remplacement de la canalisation 3 de 9 G\$ est un élément important du portefeuille de projets garantis de la société. Il s'agit d'un projet d'intégrité essentiel qui permettra d'améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau d'oléoducs principal d'Enbridge.

La société a mis en service le 1<sup>er</sup> décembre 2019 le tronçon canadien du projet de remplacement de la canalisation 3, qui comporte des droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US par baril. Ce projet de maintenance orienté sur la sécurité témoigne de l'importance accordée à la protection de l'environnement et à la poursuite d'activités d'exploitation qui demeureront sécuritaires et fiables sur notre réseau principal au Canada pendant longtemps encore. Le coût en capital du projet de remplacement du tronçon canadien de la canalisation 3 est légèrement inférieur au budget prévu.

Au Minnesota, le département du Commerce a publié l'EIE le 9 décembre et la MNPUC a recueilli les commentaires du public jusqu'au 16 janvier 2020. Le 3 février 2020, la MNPUC a approuvé la pertinence de l'EIE et rétabli le certificat de nécessité et d'approbation du tracé, ouvrant la voie à la construction du pipeline qui pourrait commencer une fois les permis requis délivrés. Les organismes responsables de délivrer les permis pour l'État et le gouvernement fédéral ont poursuivi leurs travaux, y compris le démarrage du processus de consultation publique, parallèlement à la poursuite du processus de la MNPUC.

Selon la date de mise en service définitive, il existe un risque que le projet dépasse le total des coûts estimatifs de la société, établi à 9 G\$ pour l'ensemble du projet de remplacement de la canalisation 3. Cependant, à l'heure actuelle, la société ne prévoit aucune incidence sur le coût en capital qui pourrait avoir des répercussions significatives sur la situation et les perspectives financières d'Enbridge.

## AUTRES ACTUALITÉS

### Conclusion de contrats pour le réseau principal

Le 19 décembre 2019, la société a présenté à la Régie une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant le réseau principal d'oléoducs au Canada. La demande visant le service souscrit et le service non souscrit comprend les modalités, conditions et droits connexes pour chaque service qui serait offert dans le cadre d'un appel de soumissions à la suite de l'approbation par la Régie. Les droits et services remplaceront l'entente de tarification concurrentielle (ETC) actuelle, qui est en vigueur jusqu'au 30 juin 2021. Si aucun accord de remplacement n'est conclu d'ici là, les droits en vertu de l'ETC seront maintenus provisoirement.

La demande déposée par la société est le fruit de deux années d'intenses négociations avec un groupe diversifié d'expéditeurs et a été conçue de façon à harmoniser les intérêts de ses expéditeurs et ceux d'Enbridge. Ces expéditeurs, qui comptent pour largement plus que 70 % du débit actuel du réseau principal, ont déposé des lettres à l'appui de la demande auprès de la Régie, démontrant ainsi qu'ils soutiennent fortement l'offre de contrats.

La demande souligne les avantages que comporte l'offre de contrats du réseau principal à la fois pour les expéditeurs et pour le public, notamment en raison de ce qui suit :

- Permet d'assurer la demande à long terme pour les barils de pétrole lourd et léger des producteurs du BSOC sur les marchés les plus lucratifs.
- Assure de meilleurs revenus nets pour les producteurs du BSOC.
- Tarifs concurrentiels et stables pour les clients.
- Possibilité pour les expéditeurs en tout genre et de toute taille de participer, en offrant aussi bien des contrats traditionnels d'achat ferme que des contrats selon les besoins des producteurs ou des raffineurs.

Le 16 janvier 2020, la Régie a publié une lettre invitant les personnes intéressées à formuler des commentaires en vue de dresser la liste des questions à prendre en considération au cours de la procédure réglementaire et de discuter de questions procédurales comme les procédés que la Régie pourrait mettre en place afin de passer efficacement en revue la demande. Le 7 février 2020, Enbridge a répondu à la lettre de la Régie et s'attend à ce que le processus réglementaire se déroule presque tout au long de 2020.

### Tunnel de la canalisation 5

Le 31 octobre 2019, la Cour du Michigan a tranché en faveur d'Enbridge, reconnaissant la constitutionnalité de la loi sur laquelle s'appuie l'entente de tunnel conclue avec l'État du Michigan. Aux termes de l'entente entre Enbridge et l'État du Michigan, la société prévoit remplacer le pipeline double de la canalisation 5 qui traverse dans le détroit de Mackinac par un pipeline placé dans un tunnel sous-terrain enfoui profondément sous le détroit, ce qui rendrait le pipeline encore plus sûr. Ce tunnel moderne comportant des caractéristiques de sécurité améliorées témoigne de l'engagement d'Enbridge à protéger les ressources naturelles du Michigan. Enbridge projette de commencer à déposer les demandes de permis auprès de l'État afin de mettre en branle les travaux de construction du tunnel destiné à la canalisation 5 sous le détroit au premier trimestre de 2020.

### Dossiers tarifaires sur le transport de gaz et les services intermédiaires

L'une des priorités stratégiques de la société est d'assurer des rendements opportuns et équitables sur les réseaux de Transport de gaz naturel de la société aux États-Unis. À la suite de longues négociations avec les expéditeurs au sujet du dossier tarifaire de Texas Eastern, Enbridge a déposé auprès de la FERC une entente de règlement le 28 octobre 2019. Le 13 janvier 2020, le juge administratif a approuvé cette entente de règlement incontestée auprès de la FERC, et la société prévoit obtenir la décision de la part de cette dernière au deuxième trimestre de 2020. La société a de plus entamé des discussions tarifaires avec les clients du réseau Algonquin et de East Tennessee Naturel Gas. Si les parties ne parviennent pas à un règlement préétabli concernant ces pipelines, Algonquin déposera un dossier tarifaire en vertu de la section 4 du Natural Gas Act d'ici le 31 mars 2020 et East Tennessee Naturel Gas déposera un dossier au deuxième trimestre de l'exercice en cours. Par ailleurs, un processus de tarification est prévu en ce qui a trait au tronçon américain du pipeline Alliance et au pipeline des Maritimes et du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2020.

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

En décembre 2019, Enbridge a procédé à la clôture de la vente de ses actifs canadiens du secteur intermédiaire assujettis à la réglementation fédérale, achevant ainsi la deuxième phase de la transaction de 4,3 G\$. Au total, la société a maintenant reçu un produit s'élevant à environ 8 G\$ tirés des ventes d'actifs non essentiels précédemment annoncées. De plus, en janvier 2020, Enbridge a conclu une entente visant la vente des actifs de transport de la canalisation de raccordement Montana-Alberta pour un montant de 0,2 G\$, sous réserve de l'obtention de certaines approbations réglementaires et du respect des conditions de clôture habituelles. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2020. Ces ventes procurent à la société une souplesse financière beaucoup plus grande pour autofinancer son programme de croissance garanti.

Sur le plan du financement, la société a poursuivi la mise en œuvre de son plan de financement en procédant au quatrième trimestre à des émissions de titres d'emprunt à terme dépassant 3,5 G\$. Ces émissions comprennent le placement d'une tranche unique de billets à échéance de 10 ans de 1 G\$ sur les marchés de capitaux d'emprunt canadiens par Enbridge Inc. et le placement de trois tranches de billets à taux fixe à échéance de 5 ans, de 10 ans et de 30 ans de 2 G\$ US sur les marchés de capitaux d'emprunt américains. Le produit a servi au refinancement d'emprunts arrivant à échéance et au financement de nouveaux projets de croissance respectant la capacité financière de la société.

Au 31 décembre 2019, le ratio dette consolidée/BAIIA de la société était de 4,5 fois pour les 12 derniers mois. Ce ratio se situe dans la fourchette inférieure des paramètres de crédit à long terme révisés de la société, soit un ratio dette/BAIIA se situant entre 4,5 fois et 5,0 fois.

### **PRÉVISIONS POUR 2020 ET PERSPECTIVES DE CROISSANCE À LONG TERME**

À l'occasion de la conférence à l'intention des investisseurs de décembre 2019, la société a fait part de ses principales priorités stratégiques, qui sont centrées sur l'optimisation de ses activités existantes, le maintien de sa souplesse financière et la croissance prudente de ses principales concessions de catégorie mondiale, soit les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Distribution et entreposage de gaz naturel. Ces priorités comprennent ce qui suit :

- Assurer des activités sécuritaires et fiables et offrir des solutions de transport efficaces et économiques aux clients.

- Améliorer les activités par l'optimisation des actifs, les économies de coûts et la croissance à faible risque.
- Exécuter le programme d'investissements de croissance garanti de 11 G\$, y compris le tronçon américain du projet de remplacement de la canalisation 3.
- Faire croître les entreprises essentielles en misant sur une croissance interne efficiente et l'affectation rigoureuse du capital.

La société a publié ses objectifs financiers pour 2020, qui comprennent un BAIIA d'environ 13,7 G\$ et des FTD se situant dans une fourchette de 4,50 \$ à 4,80 \$ par action. La société a également annoncé la majoration en 2020 du dividende trimestriel de 9,8 % pour le porter jusqu'à 0,81 \$ par action, et ce à compter du dividende devant être versé le 1<sup>er</sup> mars 2020 aux actionnaires inscrits le 14 février 2020. Pour les exercices après 2020, Enbridge a confirmé ses prévisions de croissance annuelle des FTD par action se situant entre 5 % et 7 %, du fait des efficacités opérationnelles et du grand nombre d'occasions d'investir dans des projets de croissance à faible risque au sein de ses principales concessions.

## RÉSULTATS FINANCIERS DU QUATRIÈME TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE 2019

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 2019.

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

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	1 971	978	7 681	5 331
Transport de gaz et services intermédiaires	638	1 254	3 371	2 334
Distribution et entreposage de gaz	443	449	1 747	1 711
Production d'énergie renouvelable	(189)	83	111	369
Services énergétiques	(68)	374	250	482
Éliminations et divers	114	(340)	429	(708)
<b>BAIIA</b>	<b>2 909</b>	<b>2 798</b>	<b>13 589</b>	<b>9 519</b>
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>746</b>	<b>1 089</b>	<b>5 322</b>	<b>2 515</b>
<b>Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation</b>	<b>1 993</b>	<b>2 503</b>	<b>9 398</b>	<b>10 502</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, peu fréquents ou autres facteurs 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 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		Exercices clos les	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	1 720	1 728	7 041	6 617
Transport de gaz et services intermédiaires	948	952	3 868	4 068
Distribution et entreposage de gaz	481	452	1 819	1 726
Production d'énergie renouvelable	119	98	424	435
Services énergétiques	(22)	73	269	167
Éliminations et divers	(60)	17	(150)	(164)
<b>BAIIA ajusté<sup>1,3</sup></b>	<b>3 186</b>	<b>3 320</b>	<b>13 271</b>	<b>12 849</b>
Investissements de maintien	(342)	(361)	(1 083)	(1 144)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(704)	(675)	(2 716)	(2 735)
Impôts sur les bénéfices exigibles <sup>1</sup>	(81)	(156)	(386)	(384)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>1</sup>	(54)	(281)	(204)	(1 182)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites <sup>1</sup>	107	51	534	318
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(96)	(383)	(364)
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>2</sup>	30	51	169	208
Autres ajustements hors trésorerie	5	10	22	52
<b>FTD<sup>3</sup></b>	<b>2 051</b>	<b>1 863</b>	<b>9 224</b>	<b>7 618</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation</b>	<b>2 018</b>	<b>1 806</b>	<b>2 017</b>	<b>1 724</b>

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

2 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.

3 Les tableaux de rapprochement du BAIIA ajusté et des FTD sont présentés en annexe du présent communiqué.

Les FTD du quatrième trimestre de 2019 ont augmenté de 188 M\$ comparativement à ceux du trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de cette croissance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- Le BAIIA ajusté rend compte d'un solide rendement d'exploitation, de l'utilisation accrue des actifs et de l'apport des actifs mis en service à la fin de 2018 et en 2019, contrebalancés par la perte des apports liés aux actifs vendus dans le secteur du Transport de gaz et services intermédiaires en 2018 ainsi que par la diminution du BAIIA des installations de pétrole brut du secteur des services énergétiques par suite du rétrécissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité au quatrième trimestre.
- Baisse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables à la suite du rachat par Enbridge des titres détenus dans le public des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018.
- Hausse des distributions en trésorerie en excédent de la quote-part du bénéfice des satellites, essentiellement attribuable à une hausse des distributions en raison d'une solide performance et à la mise en service de nouvelles participations dans des satellites, notamment le pipeline Crossing Valley, le pipeline NEXUS Gas Transmission et le pipeline Big Foot.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les FTD ont augmenté de 1 606 M\$ par rapport à ceux de l'exercice clos le 31 décembre 2018, en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- Augmentation de l'apport au BAIIA ajusté du secteur des services énergétiques pour l'exercice 2019 par rapport à 2018 en raison de l'élargissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité qui a été favorable au premier semestre de 2019.

## BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
BAIIA ajusté <sup>2</sup>	3 186	3 320	13 271	12 849
Amortissement	(865)	(794)	(3 391)	(3 246)
Charge d'intérêts <sup>1</sup>	(687)	(656)	(2 649)	(2 637)
Impôts sur les bénéfices <sup>1</sup>	(237)	(421)	(1 381)	(1 122)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>1</sup>	(73)	(188)	(126)	(909)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(95)	(383)	(367)
<b>Bénéfice ajusté<sup>2</sup></b>	<b>1 228</b>	<b>1 166</b>	<b>5 341</b>	<b>4 568</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,61</b>	<b>0,65</b>	<b>2,65</b>	<b>2,65</b>

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

<sup>2</sup> Un rapprochement du BAIIA ajusté et du bénéfice ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

Le bénéfice ajusté a augmenté de 62 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. La croissance du bénéfice ajusté est attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur le rendement commercial et sur le BAIIA ajusté, lesquels sont expliqués à la rubrique *Flux de trésorerie distribuables*, annulée en partie par les facteurs suivants :

- Augmentation de la charge d'amortissement en raison des nouveaux actifs mis en service, déduction faite de la charge d'amortissement qui n'est plus comptabilisée pour les actifs ayant été classés comme détenus en vue de la vente ou ayant été vendus au deuxième semestre de 2018.
- Hausse de la charge d'intérêts en raison de l'absence d'intérêts incorporés aux actifs mis en service à la fin de 2018 et en 2019.
- Baisse de l'impôt sur le résultat attribuable à la baisse du résultat ajusté avant impôt pour le quatrième trimestre de 2019 par rapport au quatrième trimestre de 2018.

Le bénéfice ajusté par action du quatrième trimestre de 2019 a diminué de 0,04 \$ par rapport à celui du quatrième trimestre de 2018. Par action, l'augmentation du bénéfice ajusté susmentionnée a été plus que contrebalancée par l'émission, au quatrième trimestre de 2018, d'environ 297 millions d'actions ordinaires pour acquérir, dans le cadre d'opérations distinctes, tous les titres en capitaux propres en circulation des entités détenues à titre de promoteur que la société ne détenait pas en propriété véritable.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le bénéfice ajusté a progressé de 773 M\$ comparativement à la période correspondante de 2018. Cette progression s'explique essentiellement par la hausse du BAIIA ajusté qui a résulté de l'excellent rendement des actifs, ainsi qu'à la baisse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables à la suite du rachat par Enbridge des titres détenus par le public des entités détenues à titre de promoteur dont il est question à la rubrique *Flux de trésorerie distribuable* ci-dessus. La hausse du bénéfice ajusté a été neutralisée par l'augmentation de la charge d'impôts en partie attribuable au bénéfice avant impôt et au taux d'imposition effectif plus élevés. L'augmentation d'une période à l'autre du taux d'imposition effectif s'explique en partie par le rachat des sociétés en commandite principales aux États-Unis, Enbridge Energy Partners, L.P. et Spectra Energy Partners, LP, ce qui a donné lieu à l'imposition de la société sur la totalité plutôt que sur sa quote-part de leurs bénéfices.

Le bénéfice ajusté par action de l'exercice 2019 correspond à celui de 2018, ce qui s'explique par le fait que la hausse du bénéfice ajusté susmentionnée a été neutralisée, sur une base par action, par l'augmentation des actions ordinaires émises en vue d'acquérir les titres de capitaux propres en circulation des entités détenues à titre de promoteur par la société, dont il est aussi question ci-dessus.

## **BAIIA AJUSTÉ PAR SECTEUR**

Le BAIIA ajusté par secteur est présenté en dollars canadiens. Le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains a été converti au même taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien au quatrième trimestre de 2019 (1,32 \$ CA/\$ US) qu'à la période correspondante de 2018 (1,32 \$ CA/\$ US).

Pour l'exercice complet, le BAIIA ajusté des activités libellées en dollars américains de l'exercice clos le 31 décembre 2019 a été converti à un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien (1,33 \$ CA/\$ US) plus faible qu'à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (1,30 \$ 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.

## OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Réseau principal <sup>1</sup>	960	997	3 900	3 847
Réseau régional des sables bitumineux	208	209	856	851
Réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent	214	201	922	709
Autres <sup>2</sup>	338	321	1 363	1 210
<b>BAlIA ajusté<sup>3</sup></b>	<b>1 720</b>	<b>1 728</b>	<b>7 041</b>	<b>6 617</b>

### Données d'exploitation (livraisons moyennes – en milliers de b/j)

Réseau principal – volume hors Gretna <sup>4</sup>	2 728	2 685	2 705	2 631
Réseau régional des sables bitumineux <sup>5</sup>	1 864	1 856	1 817	1 830
Tarif international conjoint (« TIC ») <sup>6</sup>	4,21 \$	4,15 \$	4,18 \$	4,11 \$

1 Le réseau principal comprend le réseau principal au Canada et le réseau de Lakehead, dont les résultats étaient antérieurement comptabilisés séparément.

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

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

4 Le débit du réseau principal 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 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 Les droits repères aux termes du TIC et leurs composantes sont établis en dollars américains, et le risque de change sur le tronçon canadien du réseau principal au Canada de la société est couvert en majeure partie. Le tronçon canadien du réseau principal représente environ 45 % du total des produits du réseau principal et le taux de change effectif moyen pour les résultats du tronçon canadien du réseau principal pour le quatrième trimestre et l'exercice complet de 2019 était de 1,19 \$CA/\$ US (1,26 \$ CA/ \$ US pour le quatrième trimestre et l'exercice complet de 2018).

Les résultats du tronçon américain du réseau principal sont visés par la conversion des devises à l'instar des autres entreprises de la société établies aux États-Unis, dont les résultats sont convertis au taux moyen sur le marché au comptant pour une période donnée. L'exposition à la conversion du dollar américain est en partie couverte 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 BAlIA ajusté du secteur Oléoducs a diminué de 8 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- BAlIA ajusté tiré du réseau principal reflétant la hausse du débit, découlant de l'offre élevée et du maintien des initiatives d'optimisation du réseau ainsi que de l'accroissement du tarif international conjoint (TIC) d'une période à l'autre. De plus, le projet de remplacement de la canalisation 3 a été mis en service le 1<sup>er</sup> décembre 2019, et comporte des droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US par baril sur tous les volumes acheminés sur le réseau principal. Ces hausses du BAlIA ont toutefois été plus que compensées par la baisse du taux de change sur les contrats utilisés pour couvrir les produits du tronçon canadien du réseau principal libellés en dollars américains (1,19 \$ CA/\$ US en 2019; 1,26 \$ CA/ \$ US en 2018), ainsi que par la hausse des charges d'exploitation en raison du calendrier des dépenses.
- Croissance de l'apport du réseau de la côte américaine du golfe du Mexique et du milieu du continent découlant de la forte demande sur la côte américaine du golfe du Mexique attribuable aux écarts de prix favorables, ainsi que du modeste apport du projet de pipeline Gray Oak qui est entré en service à la fin du quatrième trimestre de 2019 et qui devrait connaître un accroissement du volume au premier semestre de 2020.

Le BAIIA ajusté du secteur Oléoducs a progressé de 424 M\$ pour l'exercice 2019 comparativement à l'exercice 2018. Outre les facteurs susmentionnés, les principaux facteurs de performance d'un exercice à l'autre comprennent ce qui suit :

- Croissance de l'apport du réseau de la côte américaine du golfe du Mexique et du milieu du continent découlant de l'augmentation des volumes pour les pipelines de Flanagan Sud et Seaway en raison de la forte demande pour la production du réseau de la côte américaine du golfe du Mexique attribuable aux écarts de prix favorables.
- Augmentation du BAIIA sous le poste « Autres » attribuable au débit de volume accru sur le réseau pipelinier Bakken du fait de la production élevée dans la région.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	<b>2019</b>		<b>2019</b>	
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
US Gas Transmission	<b>678</b>	646	<b>2 730</b>	2 625
Transport de gaz au Canada <sup>1</sup>	<b>191</b>	208	<b>760</b>	983
Secteur intermédiaire aux États-Unis	<b>48</b>	54	<b>194</b>	319
Autres	<b>31</b>	44	<b>184</b>	141
<b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>	<b>948</b>	952	<b>3 868</b>	4 068

<sup>1</sup> Le poste « Transport de gaz au Canada » comprend Alliance Pipeline, dont les résultats étaient antérieurement comptabilisés séparément.

<sup>2</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 4 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- BAIIA ajusté de US Gas Transmission qui rend compte des apports pour un trimestre complet des nouveaux actifs entrés en service à la fin de 2018, y compris le pipeline Valley Crossing et le pipeline NEXUS Gas Transmission. L'accroissement du BAIIA a été en partie annulé par les dépenses plus élevées prévues au titre de l'intégrité, par la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison des dépenses d'immobilisations moins élevées, ainsi que par le recul des produits d'exploitation et la hausse des frais d'exploitation liés à l'incident survenu au troisième trimestre de 2019 sur le pipeline de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Lincoln, au Kentucky.
- Diminution du BAIIA ajusté de Transport de gaz au Canada d'une période à l'autre en raison d'une diminution des produits liés aux services interruptibles en 2019 par suite de la diminution des différentiels AECO-Chicago.
- BAIIA ajusté du secteur intermédiaire aux États-Unis qui rend compte de l'incidence du recul des prix des marchandises sur les marges de fractionnement aux installations de Aux Sable, en partie compensée par la hausse des volumes et des marges plus favorables pour DCP Midstream.

Le BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz et services intermédiaires a diminué de 200 M\$ pour l'exercice 2019 comparativement à l'exercice 2018. En plus des facteurs susmentionnés, les facteurs ci-dessous ont contribué à la performance d'un exercice à l'autre :

- BAIIA ajusté du secteur Transport de gaz au Canada d'une période à l'autre rendant compte principalement de l'absence de l'apport 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 clôture de la vente du reste des actifs canadiens de collecte et de traitement de gaz naturel réglementés par le gouvernement fédéral a eu lieu le 31 décembre 2019.
- BAIIA ajusté du secteur intermédiaire aux États-Unis reflétant principalement l'absence du BAIIA de Midcoast Operating, L.P., dont la vente a eu lieu le 1<sup>er</sup> août 2018.
- Croissance du BAIIA sous le poste « Autres » en 2019 principalement attribuable aux apports du pipeline Big Foot, mis en service au quatrième trimestre de 2018.

## DISTRIBUTION ET ENTREPOSAGE DE GAZ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019		2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Gas Inc. (« EGI »)	444	407	1 714	1 598
Autres	37	45	105	128
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>481</b>	<b>452</b>	<b>1 819</b>	<b>1 726</b>

### Données d'exploitation

EGI				
Volumes (en milliards de pieds cubes)	532	531	1 860	1 821
Nombre de clients actifs (en milliers) <sup>2</sup>			3 755	3 713
Degrés-jours de chauffage <sup>3</sup>				
Chiffres réels	1 383	1 406	4 082	3 932
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale <sup>4</sup>	1 314	1 310	3 849	3 843

1 Un rapprochement du BAIIA ajusté se trouve en annexe au présent communiqué.

2 Nombre de clients actifs à la fin de la période de présentation.

3 Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid et ils indiquent les besoins volumétriques en gaz naturel utilisés à des fins de chauffage dans les zones de desserte d'EGI.

4 Conformément à la méthodologie approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Enbridge Gas Distribution (EGD) et Union Gas ont fusionné le 1<sup>er</sup> janvier 2019. La société issue de la fusion porte la dénomination Enbridge Gas Inc. (« EGI »). À la suite de la fusion, les résultats financiers d'EGI rendent compte du rendement cumulé des deux sociétés de services publics remplacées.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et entreposage de gaz varie habituellement en fonction des saisons. Il est généralement plus élevé au premier et au quatrième trimestre en raison de la demande de gros volumes durant la saison de chauffage et moins élevé au troisième trimestre puisque la demande est généralement plus faible 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.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution et entreposage de gaz a augmenté de 29 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- BAIIA ajusté d'EGI accru en raison de l'augmentation des charges de distribution découlant principalement de la hausse des tarifs de distribution et de la clientèle, des synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'EGD et d'Union Gas, ainsi que de l'absence, en 2019, du partage du bénéfice qui a été comptabilisé en 2018 en vertu de l'ancienne structure tarifaire incitative d'EGD.
- Ces apports ont été en partie contrebalancés par le temps plus doux dans les zones de concession d'EGI au quatrième trimestre, qui se sont traduites par une diminution de l'utilisation, ainsi que par l'incidence des déductions pour amortissement accélérées reflétées dans les coûts transférés aux clients, conformément au traitement des comptes de report prescrit par la Commission de l'énergie de l'Ontario.
- Diminution du BAIIA du secteur Distribution et entreposage de gaz sous le poste « Autres » en raison de la clôture de la vente de Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick, le 1<sup>er</sup> octobre 2019, et de St. Lawrence Gas Company Inc., le 1<sup>er</sup> novembre 2019.

Le BAIIA ajusté du secteur Distribution de gaz a progressé de 93 M\$ pour l'exercice 2019 comparativement à l'exercice 2018. 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 l'incidence du temps plus froid en 2019 qu'en 2018 dans les zones de concession de la société, lesquelles ont donné lieu à une demande accrue.

Pour l'exercice le 31 décembre 2019, le BAIIA ajusté de EGI a affiché une augmentation de 67 M\$ en raison du temps plus froid 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.

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	<b>2019</b>	2018	<b>2019</b>	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>	<b>119</b>	98	<b>424</b>	435

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

Le BAIIA ajusté du secteur Production d'énergie renouvelable a augmenté de 21 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- Hausse du BAIIA ajusté attribuable à l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui est devenu pleinement opérationnel en octobre 2019. Le projet d'extension adjacente Albatros est entré en service en janvier 2020.
- Ressources éoliennes plus fortes pour l'ensemble des centrales éoliennes de la société au Canada.

Le BAIIA ajusté secteur Production d'énergie renouvelable a diminué de 11 M\$ pour l'exercice 2019 par rapport à 2018. En plus des facteurs susmentionnés, les facteurs ci-dessous ont contribué à la performance d'un exercice à l'autre :

- Absence du règlement d'arbitrage favorable de 11 M\$ découlant d'une demande d'indemnisation dont le montant avait été comptabilisé au premier trimestre de 2018.
- Ressources éoliennes moins fortes, disponibilité limitée et hausse des coûts de réparations visant principalement les installations éoliennes aux États-Unis au premier trimestre de 2019, après déduction des indemnités d'assurance.

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019		2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts, impôts et amortissement ajusté<sup>1</sup></b>	<b>(22)</b>	73	<b>269</b>	167

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

Le BAIIA ajusté du secteur Services énergétiques a diminué de 95 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- Diminution de l'apport au BAIIA des installations de pétrole brut du secteur Services énergétiques attribuable au rétrécissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité au quatrième trimestre.

Le BAIIA ajusté du secteur Services énergétiques pour l'exercice 2019 a augmenté de 102 M\$ par rapport à celui de l'exercice 2018, en raison surtout de l'accroissement de l'apport au BAIIA des installations de pétrole brut du secteur Services énergétiques par suite de l'élargissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité au deuxième semestre de 2018 et au premier semestre de 2019, ce qui a accru les possibilités de dégager les marges bénéficiaires rentables qui ont été réalisées en 2019.

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
(Frais)/recouvrement de frais d'exploitation et d'administration	(10)	82	66	55
Règlements de couvertures de change réalisés	(50)	(65)	(216)	(219)
<b>Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts, impôts et amortissement ajusté<sup>1</sup></b>	<b>(60)</b>	<b>17</b>	<b>(150)</b>	<b>(164)</b>

<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), compte tenu 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 diminué de 77 M\$ au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Les principaux facteurs de performance d'un trimestre à l'autre comprennent ce qui suit :

- Moment du recouvrement de certains frais d'exploitation et d'administration attribués aux secteurs d'activité, en partie compensé par une diminution des frais d'exploitation et d'administration.
- Pertes réalisées moins élevées sur les règlements de contrats de change au quatrième trimestre de 2019 attribuables surtout au rétrécissement de l'écart entre le taux de change moyen de 1,32 \$ au quatrième trimestre de 2019 (1,32 \$ au quatrième trimestre de 2018) et le taux de couverture de 1,24 \$ au quatrième trimestre de 2019 (1,20 \$ au quatrième trimestre de 2018).

Le BAIIA de l'unité Éliminations et divers a augmenté de 14 M\$ pour l'exercice 2019 par rapport à l'exercice 2018. Cette augmentation est attribuable aux facteurs ci-après :

- Baisse des frais d'exploitation et d'administration.
- Baisse des pertes réalisées sur les règlements de contrats du change en 2019 principalement attribuables au rétrécissement de l'écart entre le taux de change moyen de 1,33 \$ en 2019 (1,30 \$ en 2018) et le taux de couverture en 2019 de 1,24 \$ (1,16 \$ en 2018).

## CONFÉRENCE TÉLÉPHONIQUE

Enbridge tiendra une conférence téléphonique et une webdiffusion le 14 février 2020 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 2019. 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 7174457#. La conférence sera diffusée en direct sur Internet à l'adresse <https://edge.media-server.com/mmc/p/nkzon3c7>. 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 7174457#).

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.

## DÉCLARATION DE DIVIDENDES

Le 9 décembre 2019, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-après. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> mars 2020 aux actionnaires inscrits le 14 février 2020.

Actions ordinaires <sup>1</sup>	0,81000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C <sup>2</sup>	0,25305 \$
Actions privilégiées, série D	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F	0,29306 \$
Actions privilégiées, série H	0,27350 \$
Actions privilégiées, série J	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,31788 \$
Actions privilégiées, série P <sup>3</sup>	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R <sup>4</sup>	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3 <sup>5</sup>	0,23356 \$
Actions privilégiées, série 5 <sup>6</sup>	0,33596 \$ US
Actions privilégiées, série 7 <sup>7</sup>	0,27806 \$
Actions privilégiées, série 9 <sup>8</sup>	0,25606 \$
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	0,30625 \$

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 9,8 % et passera de 0,73800 \$ à 0,81000 \$ à compter du 1<sup>er</sup> mars 2020.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a été réduit pour passer de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, majoré pour passer de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, ramené de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019, puis majoré de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende trimestriel après la date d'émission des actions privilégiées de série C.

3 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série P a été majoré pour passer de 0,25000 \$ à 0,27369 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

4 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série R a été majoré pour passer de 0,25000 \$ à 0,25456 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2019 et tous les cinq ans par la suite.

5 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 3 a été réduit pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> septembre 2019 et tous les cinq ans par la suite.

6 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 5 a été majoré pour passer de 0,27500 \$ US à 0,33596 \$ US le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

7 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 7 a été majoré pour passer de 0,27500 \$ à 0,27806 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

8 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 9 a été réduit pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite.

## **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 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; le coût du capital prévu et 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 d'investissement 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, y compris les plans d'optimisation; la capacité prévue des coentreprises de la société et de ses partenaires à terminer et à financer les projets annoncés et ceux déjà en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation et les tribunaux; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre; les attentes quant à l'incidence des opérations; le lancement envisagé d'appels de soumissions, y compris les conditions et les échéances de ceux-ci; les discussions et les dépôts de dossiers de droits de péage et de tarifs, y compris les contrats conclus pour le réseau principal et les avantages qui devraient en découler; et la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes.*

*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 clôture et le moment des acquisitions et des cessions; la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant d'opérations; les lois gouvernementales; les litiges; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de la politique de versement de dividendes de la société sur ses flux de trésorerie futurs; 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 le BAIIA prévu, le BAIIA ajusté prévu, le bénéfice (la perte) prévu(e), le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e), les FTD prévus 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 d'investissement 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 la concrétisation des avantages et synergies prévus à la suite de projets et d'opérations, du rendement de l'exploitation, de la politique de la société en matière de versement de dividendes, des paramètres de la réglementation, des modifications de la réglementation régissant l'entreprise de la société, des acquisitions et des cessions, des litiges, 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, 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 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, 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 l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Nous livrons en toute sécurité et avec fiabilité l'énergie qui alimente la qualité de vie des gens. Nos principales entreprises englobent le secteur Oléoducs, qui transporte près de 25 % du pétrole brut produit en Amérique du Nord, le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, qui achemine environ 20 % du gaz naturel consommé aux États-Unis ainsi que le secteur Distribution et entreposage de gaz, qui dessert près de 3,8 millions de clients du marché de détail en Ontario et au Québec, et le secteur Production d'énergie renouvelable, qui produit environ 1 750 MW (capacité nette) d'énergie renouvelable 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. Pour un complément d'information : [www.enbridge.com](http://www.enbridge.com).*

**Aucune information contenue dans le site Web d'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 Morgan

Sans frais : (800) 481-2804

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

## **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, peu fréquents ou autres facteurs 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, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation pris en compte dans le BAIIA ajusté, ainsi que les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs 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, peu fréquents ou autres facteurs 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 touchés 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		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019		2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Oléoducs	1 971	978	7 681	5 331
Transport de gaz et services intermédiaires	638	1 254	3 371	2 334
Distribution et entreposage de gaz	443	449	1 747	1 711
Production d'énergie renouvelable	(189)	83	111	369
Services énergétiques	(68)	374	250	482
Éliminations et divers	114	(340)	429	(708)
<b>BAIIA</b>	<b>2 909</b>	<b>2 798</b>	<b>13 589</b>	<b>9 519</b>
Amortissement	(865)	(794)	(3 391)	(3 246)
Charge d'intérêts	(697)	(661)	(2 663)	(2 703)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(433)	(60)	(1 708)	(237)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(72)	(99)	(122)	(451)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(95)	(383)	(367)
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>746</b>	<b>1 089</b>	<b>5 322</b>	<b>2 515</b>

#### RAPPROCHEMENT DU BAIIA AJUSTÉ ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019		2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Oléoducs	1 720	1 728	7 041	6 617
Transport de gaz services intermédiaires	948	952	3 868	4 068
Distribution et entreposage de gaz	481	452	1 819	1 726
Production d'énergie renouvelable	119	98	424	435
Services énergétiques	(22)	73	269	167
Éliminations et divers	(60)	17	(150)	(164)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>3 186</b>	<b>3 320</b>	<b>13 271</b>	<b>12 849</b>
Amortissement	(865)	(794)	(3 391)	(3 246)
Charge d'intérêts	(687)	(656)	(2 649)	(2 637)
Impôts sur les bénéfices	(237)	(421)	(1 381)	(1 122)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(73)	(188)	(126)	(909)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(95)	(383)	(367)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 228</b>	<b>1 166</b>	<b>5 341</b>	<b>4 568</b>
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,61</b>	<b>0,65</b>	<b>2,65</b>	<b>2,65</b>

## RAPPROCHEMENT DU BAIIA ET DU BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2018	31 décembre	2018
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>BAIIA</b>	<b>2 909</b>	2 798	<b>13 589</b>	9 519
Éléments d'ajustement :				
Variation (du gain) de la perte non réalisée liée à la juste valeur d'instruments dérivés	(754)	378	(1 806)	660
Paiement préalable au règlement du programme de couverture	310	—	310	—
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	318	32	423	2 118
(Gain) perte à la vente d'actifs	278	(72)	278	22
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	52	60	140	203
Coûts de transaction liés à la monétisation d'actifs	—	23	—	88
Perte de valeur d'actifs de satellites	34	14	96	47
Réduction de valeur des stocks au moindre du coût et de la valeur de marché	17	291	188	327
Ajustement des passifs réglementaires	—	(223)	—	(223)
Autres	22	19	53	88
<b>Total des éléments d'ajustement</b>	<b>277</b>	522	<b>(318)</b>	3 330
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>3 186</b>	3 320	<b>13 271</b>	12 849
Amortissement	(865)	(794)	(3 391)	(3 246)
Charge d'intérêts	(697)	(661)	(2 663)	(2 703)
Impôts sur les bénéficies	(433)	(60)	(1 708)	(237)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(72)	(99)	(122)	(451)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(95)	(383)	(367)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Charge d'intérêts	10	5	14	66
Charge d'impôts sur les bénéficies	196	(361)	327	(885)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(1)	(89)	(4)	(458)
<b>Bénéfice ajusté</b>	<b>1 228</b>	1 166	<b>5 341</b>	4 568
<b>Bénéfice ajusté par action ordinaire</b>	<b>0,61</b>	0,65	<b>2,65</b>	2,65

## 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	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>1 720</b>	1 728	<b>7 041</b>	6 617
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	<b>586</b>	(715)	<b>976</b>	(1 077)
Paiement préalable au règlement du programme de couverture	<b>(310)</b>	—	<b>(310)</b>	—
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	<b>(21)</b>	(32)	<b>(21)</b>	(186)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	—	(1)	—	(26)
Autres	<b>(4)</b>	(2)	<b>(5)</b>	3
<b>Total des ajustements</b>	<b>251</b>	(750)	<b>640</b>	(1 286)
<b>BAIIA</b>	<b>1 971</b>	978	<b>7 681</b>	5 331

### TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>948</b>	952	<b>3 868</b>	4 068
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	—	(1)	—	24
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs – secteur intermédiaire aux États-Unis	—	—	—	(1 932)
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs – US Gas Transmission	—	—	<b>(105)</b>	—
Perte de valeur d'actifs de satellites	<b>(24)</b>	—	<b>(86)</b>	—
Gain (perte) à la vente d'actifs	<b>(268)</b>	72	<b>(268)</b>	(2)
Coûts de transaction liés à la monétisation d'actifs	—	—	—	(20)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	<b>(5)</b>	(3)	<b>(5)</b>	(13)
Ajustement des passifs réglementaires	—	223	—	223
Autres	<b>(13)</b>	11	<b>(33)</b>	(14)
<b>Total des ajustements</b>	<b>(310)</b>	302	<b>(497)</b>	(1 734)
<b>BAIIA</b>	<b>638</b>	1 254	<b>3 371</b>	2 334

## DISTRIBUTION ET ENTREPOSAGE DE GAZ

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>481</b>	452	<b>1 819</b>	1 726
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(21)	3	(12)	6
Perte à la vente d'actifs	(10)	—	(10)	—
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	(8)	(6)	(51)	(12)
Autres	1	—	1	—
Total des ajustements	(38)	(3)	(72)	(15)
<b>BAIIA</b>	<b>443</b>	449	<b>1 747</b>	1 711

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>119</b>	98	<b>424</b>	435
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	—	(1)	2	1
Perte découlant de la réduction de valeur d'actifs	(297)	—	(297)	—
Perte de valeur d'actifs de satellites	(10)	(14)	(10)	(47)
Perte à la vente d'actifs	—	—	—	(20)
Autres	(1)	—	(8)	—
Total des ajustements	(308)	(15)	(313)	(66)
<b>BAIIA</b>	<b>(189)</b>	83	<b>111</b>	369

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>(22)</b>	73	<b>269</b>	167
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	(29)	592	169	642
Réduction de valeur des stocks en fonction du coût ou de la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants	(17)	(291)	(188)	(327)
Total des ajustements	(46)	301	(19)	315
<b>BAIIA</b>	<b>(68)</b>	374	<b>250</b>	482

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
BAIIA ajusté	(60)	17	(150)	(164)
Variation du gain (de la perte) non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	218	(256)	671	(256)
Coûts de transaction liés à la monétisation d'actifs	—	(23)	—	(68)
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	(39)	(50)	(84)	(152)
Autres	(5)	(28)	(8)	(68)
Total des ajustements	174	(357)	579	(544)
<b>BAIIA</b>	<b>114</b>	<b>(340)</b>	<b>429</b>	<b>(708)</b>

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

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens)</i>				
Rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	1 993	2 503	9 398	10 502
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation <sup>1</sup>	(192)	28	259	(915)
	1 801	2 531	9 657	9 587
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables <sup>4</sup>	(54)	(281)	(204)	(1 182)
Dividendes sur les actions privilégiées	(96)	(96)	(383)	(364)
Investissements de maintien <sup>2</sup>	(342)	(361)	(1 083)	(1 144)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :				
Autres rentrées de trésorerie non comptabilisées dans les produits <sup>3</sup>	30	51	169	208
Coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés et coûts de transition et de restructuration	52	59	143	248
Coûts de transaction liés à la monétisation d'actifs	—	23	—	107
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs <sup>4</sup>	154	35	361	326
Ajustement au titre du passif réglementaire	—	(223)	—	(223)
Paiement préalable au règlement du programme de couverture	310	—	310	—
Autres éléments	196	125	254	55
<b>FTD</b>	<b>2 051</b>	<b>1 863</b>	<b>9 224</b>	<b>7 618</b>

1 Variations des actifs et des passifs d'exploitation, déduction faite des recouvrements.

2 Les investissements de maintien représentent les dépenses d'investissement 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 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.

3 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.

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